

**RÉPONSES DE RIO TINTO ALCAN INC. (« RTA »)
À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ**

1. **Références :**
- (i) Rapport AESI;
 - (ii) Preuve de Rio Tinto Alcan Inc.

Préambule :

À la page 3 de la lettre précédant le rapport d'AESI :

- (i) « Therefore we respectfully submit to the Regie in our report that :

[...]

(ii) *the total generating capability assigned to PVI installations when assessing the applicability of Reliability Standards and/or their requirements, should be solely based on the “net” injection capability of the PVI installations at the interconnection(s) with the Hydro-Québec transmission system rather than including the PVI installations generating capability for servicing its own loads and/or any local loads served from its network;*

(iii) *the proposed CIP exclusion criteria for a production facility of 300MVA or less should not only be applied to an individual production facility, but should also be applied against the PVI installations as a whole using the aggregate “net” injection capability of the PVI installations at the interconnection(s) with the Hydro-Quebec transmission system; » [nous soulignons]*

Dans la preuve de RTA, au paragraphe 6 (ii) :

- (ii) « 6. Au soutien de sa preuve, RTA dépose le rapport d'expert d'AESI daté du 12 septembre 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 de déterminer l'application 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;* » [nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir les valeurs minimales et maximales annuelles de la puissance « nette » injectée aux points d'interconnexion avec le réseau de HQT pour les 5 dernières années. Veuillez fournir ces valeurs d'une part pour la totalité de l'interconnexion entre le réseau de RTA et le réseau de HQT et d'autre part pour chacun des points de l'interconnexion.

Réponse RTA :

HQT has requested historical data going back five (5) years and in some cases 15 years. RTA does not understand why such data is required going back for so many years as this is not material to the identification or categorization of the BES Cyber System according to Attachment 1 of CIP-002-5.1 standard.

When the BES Cyber Systems are identified and the criteria in Attachment 1 entitled "Impact Rating Criteria" are applied to determine the impact rating "High", "Medium" or "Low", there are two criteria, specifically 2.1 and 2.11, where a "net Real Power capability" threshold is used in the evaluation of the impact rating:

2.1. Commissioned generation, by each group of generating units at a single plant location, with an aggregate highest rated net Real Power capability of the preceding 12 calendar months equal to or exceeding 1500 MW in a single Interconnection. For each group of generating units, the only BES Cyber Systems that meet this criterion are those shared BES Cyber Systems that could, within 15 minutes, adversely impact the reliable operation of any combination of units that in aggregate equal or exceed 1500 MW in a single Interconnection.

2.11. Each Control Center or backup Control Center, not already included in High Impact Rating (H) above, used to perform the functional obligations of the Generator Operator for an aggregate highest rated net Real Power capability of the preceding 12 calendar months equal to or exceeding 1500 MW in a single Interconnection.
[emphasis added]

When applying these criteria, the measure to determine if the threshold is exceeded is based on an aggregate highest rated net Real Power capability of the preceding 12 calendar months equal to or exceeding the threshold in a single Interconnection. Therefore, the need to provide more than 12 calendar months of data is not required.

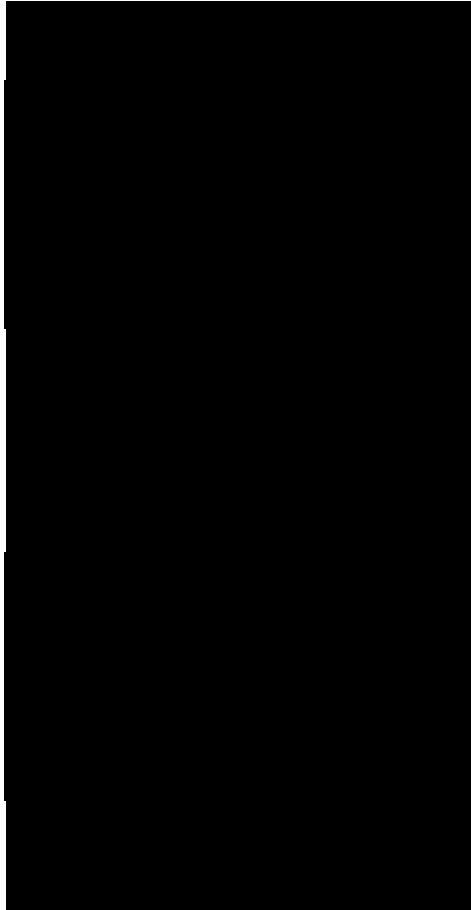
In addition, based on Requirement R2 of the CIP-002-5.1 standard (see below), the process to identify and categorize the BES Cyber Systems at each of the assets identified in Requirement R1, items i. – vi., has to be executed at least once every 15 calendar months using the data from the preceding 12 calendar months.

Requirement R2 of the CIP-002-5.1 standard reads as follows:

2.1 Review the identifications in Requirement R1 and its parts (and update them if there are changes identified) at least once every 15 calendar months, even if it has no identified items in Requirement R1, and

2.2 Have its CIP Senior Manager or delegate approve the identifications required by Requirement R1 at least once every 15 calendar months, even if it has no identified items in Requirement R1.

Considering the foregoing, RTA has provided hereinafter only the past 12 months of data based on Requirements R1 and R2 of the CIP-002-5.1 standard.



- 2. Références :**
- (i) Rapport AESI;
 - (ii) Preuve de Rio Tinto Alcan Inc.

Préambule :

Dans le rapport AESI, à la page 4 :

(i) « *RTA's electricity generation in the Saguenay region consists of seven (7) power plants, three (3) on the Péribonka River and four (4) on the Saguenay River. These installations have the capacity to produce, on average, approximately 2000 MW (installed capacity of approximately 3100 MW), representing approximately 90% of RTA's aluminum production power requirements for the region. The balance of RTA's electrical needs is provided by HQ, through three (3) interconnects with HQT. Occasionally, within the physical limitation and established System Operating Limits ("SOL"), RTA will transmit energy to HQ during freshet and high water level periods, when generation availability from the seven (7) power plants exceeds RTA's own load requirements.* »

Dans la preuve de RTA, au paragraphe 10 :

(ii) « *10. Les sept centrales de RTA ont une capacité de production globale moyenne annuelle d'environ 2000 MW, représentant approximativement 90% des besoins en énergie de ses installations.* »

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer la période de référence utilisée au soutien de l'affirmation voulant que la production moyenne soit d'approximativement de 2000 MW. Veuillez fournir les données utilisées aux fins d'établir cette moyenne.

Réponse RTA :

L'espérance de production moyenne annuelle du parc de production de RTA au Saguenay-Lac-St-Jean provient des modèles de simulation utilisés par groupe ressources hydrique (GRH) de RTA en tenant compte de l'historique des apports d'eau depuis 1943.

Avec les équipements et les modes d'exploitation actuels, cette espérance est évaluée à 2083 MW pour 2016. Le système RTA est capable d'atteindre ou dépasser ce niveau moyen de production ■■■■ des jours de la simulation sur l'ensemble des données historiques.

- 2.2 Veuillez fournir la production horaire (pour chacune des heures) de chacune des centrales de production de RTA ainsi que la charge globale horaire (pour chacune des heures) des installations de RTA depuis 2012, y compris pendant le conflit de travail de 2012 chez RTA. Veuillez fournir les données dans un fichier en format Excel.

Réponse RTA :

Ces renseignements (production horaire de chacune des centrales) constituent de l'information commerciale et technique qui est traitée de façon confidentielle par RTA. Toutefois, RTA a déjà transmis à la Régie la puissance nette maximale pour chacune de ses centrales dans le cadre de la Demande de renseignements n° 2 de la Régie.

Puisque les entités visées doivent procéder elles-mêmes à la catégorisation de leurs *systèmes électroniques BES* auxquels la norme CIP-002-5.1 s'applique, cette information (production horaire de chacune des centrales) n'est donc pas pertinente au Coordonnateur.

Toute information découlant de cette catégorisation pourra faire l'objet de vérification et être validée lors d'audit de conformité.

- 2.3 Veuillez indiquer la production maximale du parc de production de RTA atteinte à chaque année depuis les 15 dernières années.

Réponse RTA :

La production brute maximale du parc de production de RTA au Saguenay-Lac-St-Jean, atteinte pour une période d'au moins 1 heure pour les 12 derniers mois, est de [REDACTED] le [REDACTED].

Pour les fins de l'application de la norme CIP-002-5.1 aux installations de RTA, il n'est aucunement pertinent de donner les informations pour une période excédant les 12 derniers mois. Voir à cet effet la Réponse 1.1 ci-dessus.

3. **Référence :** Preuve de Rio Tinto Alcan Inc. (Version caviardée)

Préambule :

Au paragraphe 11 :

« 11. Hydro-Québec (« HQ ») fournit le reste de l'énergie nécessaire aux besoins de RTA par le biais de trois interconnexions avec le réseau d'HQT. » [nous soulignons]

Demande :

- 3.1 Veuillez confirmer que le nombre de liens d'interconnexion entre le réseau de RTA et le réseau de HQT est au nombre de quatre (4).

Réponse RTA :

Le réseau de RTA et celui de HQT sont liés par trois (3) interconnexions [REDACTED]. Cependant l'interconnexion à [REDACTED] est composée de deux liens (deux (2) lignes dans les mêmes pylônes). Donc ces trois (3) interconnexions sont composées de quatre (4) liens d'interconnexion.

3.2 [REDACTED]

Réponse RTA :

[REDACTED]

3.3 Veuillez confirmer que ces liens d'interconnexion sont toujours en opération entre le réseau d'HQT et le réseau de RTA. Veuillez expliquer au besoin.

Réponse RTA :

Ces quatre (4) liens d'interconnexion sont toujours en opération et en charge sauf lors de retraits planifiés ou, [REDACTED], [REDACTED].

4. **Références :**
- (i) Rapport AESI;
 - (ii) Preuve de Rio Tinto Alcan Inc.

Préambule :

Dans le rapport AESI, à la page 11:

(i) « [...] 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, the genesis of the 1500 MW threshold. »

Dans la preuve de RTA, aux paragraphes 33 et 34:

(ii) « 33. De par son statut de PVI, les limites établies permettent une injection [REDACTED] sur le réseau de HQT. De plus, les conditions requises pour atteindre cette limite sont rarement réunies étant donné l'ampleur des charges industrielles de RTA. Dans le cas où les limites seraient dépassées et que RTA ne serait pas en mesure de corriger la situation rapidement, HQT peut ouvrir les lignes d'interconnexion avec RTA pour délester l'ensemble du réseau RTA.

34. *D'ailleurs, même si l'on ne tenait pas compte de la perte sur l'interconnexion du Québec, le centre de contrôle de RTA ne commande qu'une partie de la production de ses centrales, les centrales de Shipshaw et Isle-Maligne étant opérées localement seulement. »*

Demandes :

- 4.1 À partir du centre de contrôle de RTA, veuillez identifier les lignes d'interconnexion qui sont opérables ou manœuvrables. Veuillez spécifier quels disjoncteurs de poste pour ces lignes sont opérables ou manœuvrables par le centre de contrôle de RTA.

Réponse RTA :

[REDACTED]

[REDACTED]

- 4.2 Veuillez expliquer de quelle façon les centrales Shipshaw et Isle-Maligne sont « opérées localement seulement ». Veuillez confirmer que ces centrales ainsi que leur poste de départ ne peuvent être exploitées par le centre de contrôle de RTA. Veuillez expliquer si ces centrales reçoivent ou peuvent recevoir des ordres du centre de contrôle de RTA et le cas échéant, par quel moyen (téléphone, courriel ou autre).

Réponse RTA :

[REDACTED]

- 4.3 Le réseau de RTA possède-t-il un régulateur de Fréquence-Puissance (RFP) ? Si oui, dans quelle(s) installation(s) se déploie-t-il ?

Réponse RTA :

Le réseau de RTA ne possède pas de régulateur Fréquence-Puissance (RFP).

- 4.4 Quelles centrales de RTA sont contrôlées par le centre de contrôle de RTA ? Des centrales d'autres producteurs sont-elles contrôlées par le centre de contrôle de RTA ? Si oui, veuillez indiquer lesquelles.

Réponse RTA :

Voir Réponse 4.2 ci-dessus. [REDACTED]
[REDACTED]

- 4.5 Existe-t-il, sur le réseau de RTA, des centrales de production alimentant de façon radiale des charges industrielles de RTA ? Le cas échéant, veuillez indiquer ces centrales de production.

Réponse RTA :

RTA n'alimente pas de façon radiale ses charges industrielles à partir de ses générateurs.

- 4.6 Veuillez identifier toutes les sources de production autres que celles de RTA, qui sont raccordées au réseau de RTA, en indiquant pour chacune, la puissance maximale transitée dans les 12 derniers mois ainsi que la puissance maximale que l'exploitant de chaque centrale est autorisé à transiter sur le réseau de RTA.

Réponse RTA :

Aucune centrale RTP autres que celles de RTA n'est raccordée directement au réseau de RTA.

- 4.7 Est-ce que certaines centrales de RTA ont des restrictions d'utilisation (techniques, environnementales ou autre) limitant leur puissance en comparaison de celle indiquée sur leur plaque signalétique ? Si oui, veuillez identifier ces centrales en précisant la restriction d'utilisation et le nombre de MW associé à chacune.

Réponse RTA :

La capacité des alternateurs et centrales de RTA est établie à partir des exigences de la norme FAC-008-1. Basé sur ces caractéristiques assignées, il n'y a donc pas de restriction.

5. **Référence :** Preuve de Rio Tinto Alcan Inc.

Préambule :

Au paragraphe 24 :

« 24. Ainsi, les installations de RTA assurent principalement les besoins énergétiques de ses propres installations industrielles et, à ce titre, RTA n'est pas tenue à des obligations de livraison fermes d'énergie à HQ. En conséquence, RTA et ses installations industrielles subiraient les impacts éventuels d'une perturbation du réseau engendrée par les installations de RTA, sans incidence significative nuisible sur la fiabilité de l'ensemble de l'interconnexion ou du réseau « bulk » du Québec. D'ailleurs, les études de stabilité réalisées par HQ ont démontré que les installations de RTA ne pourraient pas déclencher des pannes d'électricité en cascades. » [nous soulignons]

Demandes :

5.1 Veuillez identifier les études de stabilité auxquelles réfère RTA dans la référence 5.

Réponse RTA :

The statements made in paragraph [24] of the AESI Report (C-RTA-0018) are not based on specific stability studies available to RTA or AESI but are instead based on the following:

- a long standing position maintained by HQ, and as filed with the Régie¹, stating that the “[c]urrent configuration of the Alcan network, the transmitter [HQT as transmission operator] believes that an event on the Alcan network will have no harmful material impact on the reliability of the network “bulk”, which in fact gives it its current status of “non-bulk”],² meaning in AESI’s view, it has local area impact only as defined by NPCC³ and as articulated in AESI’s 2010 report filed before the Régie in the matter R-3699-2009⁴;
- an understanding that such statements by HQCMÉ were based on analytical studies, and that there has been little change to the RTA Installations and its interconnections with HQT since then to change that perspective;
- engineering judgment and operating experience based on actual events that have occurred on the RTA Installations over the years.

¹ R-3498-2002: HQT-6, Document 1, February 5, 2003, at R2.1, p. 5 of 11.

² AESI internal translation from the French version.

³ [NPCC “Glossary of Terms”](#), p. 9, Formerly NPCC Document A7, p. 10 (RTA-16).

⁴ R-3699-2009: AESI Final Report, dated January 7, 2010, C-5-12, reference 12, p. 5.

The most recent on June 8th, 2014 and the associated follow-up work with HQT and discussions within the Joint Technical Committee⁵ to assess the event and its subsequent RTA report⁶, where the RTA Installations separated from the HQT system, within one (1) second, after a three (3) phase ground fault⁷ failed to be cleared by its Protection System. The event having no material impact on the HQT Interconnection and no HQT RTP Facilities tripped.

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

- RTA's response to HQCMÉ Question 6.7⁸, dated February 19, 2010, with respect to local area impact and plausible "worst case" contingencies;
- RTA's response to HQCMÉ Question 6.1⁹, dated February 19, 2010, with respect to local area impact;
- the established Common Instructions¹⁰ with respect to the operations of the interconnects between RTA and HQT and their related System Operating Limit (SOL) for various outage configuration that makes no reference to Interconnected Reliability Operating Limits (IROL); and
- that neither HQT nor HQCMÉ have advised RTA of any changes to such status with respect to version 5 of the CIP-002-5.1 reliability standard criterion 2.6 related to IROLs implications or criterion 2.3 related to the RTA generating Facilities, being necessary to avoid an "Adverse Reliability Impact"¹¹ in the planning horizon of more than one year out.

5

6

7 A ground fault caused by a failed potential transformed (PT) and breaker that exploded at the Isle-Maligne 161kV Sub-station.

8 R-3699-2009 : C-5-16, R6.7, p. 29.

9 R-3699-2009: C-5-16, R6.1, page 6.

10

11 R-3947-2015: Glossary of Terms and Acronyms used in Reliability Standards, B-0044 and B-0045, p. 2.

“CIP-002-5.1 Attachment 1:

- 2.3. Each generation Facility that its Planning Coordinator or Transmission Planner designates, and informs the Generator Owner or Generator Operator, as necessary to avoid an Adverse Reliability Impact in the planning horizon of more than one year.
- 2.6. Generation at a single plant location or Transmission Facilities at a single station or substation location that are identified by its Reliability Coordinator, Planning Coordinator, or Transmission Planner as critical to the derivation of Interconnection Reliability Operating Limits (IROLs) and their associated contingencies.”

Importantly, AESI is of the view, consistent with its intent of applying the defined criteria, that if HQCMÉ (or HQT) has conducted subsequent studies that support the position that the RTA Installations or its Facilities are identified “*as critical to the derivation of Interconnection Reliability Operating Limits (IROLs) and their associated contingencies*”, or that the RTA generating Facilities “*as necessary to avoid an Adverse Reliability Impact in the planning horizon of more than one year*” then the BES Cyber Systems for those identified Facilities must be categorized as “medium” impact per criterion 2.6 or per criterion 2.3 respectively, as the case may be. The same would hold true for any HQT controlled Facilities on those interconnections. Otherwise, for criteria 2.6 and 2.3, the BES Cyber Systems for the RTA Installations remain a “low” impact.

AESI maintains its view that applicability be based on the approved criteria in the context of a PVI.

AESI reiterates that RTA is not objecting to the applicability of version 5 of the CIP reliability standards. As required by Requirement R1 of the CIP-002-5.1 standard, RTA is merely attempting to self-identify and self-categorize its BES Cyber Systems (BCS) pursuant to the established and approved reliability standard CIP-002-5.1 Attachment 1 criteria in the context of a PVI. 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. Importantly, an interpretation of the criterion 2.11 that will also be used by future auditors along with a more precise RTP definition specifically for a PVI when reviewing and validating RTA’s self-identification and self-categorization of its BCS.

- 5.2 Veuillez indiquer les seuils de déclenchement des protections des alumineries de RTA (1) en sous-tension, (2) en surtension, (3) en sous-fréquence et (4) en surfréquence. Veuillez également préciser si des freins mécaniques peuvent être déclenchés aux centrales de RTA en précisant leur seuil de déclenchement et les groupes visés.

Réponse RTA :

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

¹² R-3699-2009: C-5-16, R6.1, p. 20.

6. **Référence :** Rapport AESI;

Préambule :

À la page 14 :

« (e) *Criteria 2.11*

Within the context of the net injection principle as outlined above in Section 3.01, this criteria does not apply. While RTA's Control Center or backup Control Center is used to perform the functional obligations of the GOP for an aggregate highest rated net Real Power capability of the preceding 12 calendar months equal to or exceeding 1500 MW in a single Interconnection, the generation is to supply only RTA's load, as a PVI Installation and various other local loads, nor does RTA provide net generation to the Quebec Interconnection through its three (3) interconnections with the HOT transmission system equal to or exceeding 1500 MW at any time therefore does not impact, in AESI's view, the Quebec Interconnection Contingency Reserve requirements (See Section 3.01 above). »

Demande :

- 6.1 Veuillez expliquer quel est le type de lien de communication utilisé(s) par RTA entre le centre de contrôle et les centrales de RTA et, le cas échéant, les alumineries de RTA. Veuillez indiquer les informations qui transitent sur ce lien de communication entre le centre de contrôle de RTA et le centre de téléconduite d'Hydro-Québec situé à Chicoutimi.

Réponse RTA :

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

6.2 Veuillez préciser si le type (liens IP, VLAN ou autres) et la nature des échanges et des communications entre le centre de contrôle de RTA et le centre de téléconduite d'Hydro-Québec situé à Chicoutimi ont été considérés dans l'analyse faite par AESI ? si oui, veuillez expliquer en quoi ces informations ont été considérées.

Réponse RTA :

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

7. **Référence :** Rapport AESI

Préambule :

À la page 8 :

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

Demandes :

7.1 Veuillez fournir le profil annuel indiquant que la production aux points de raccordement ne dépasse pas annuellement 75 MVA et ce, pour les 5 dernières années.

Réponse RTA :

[REDACTED]

AESI's intent in its report was not to imply that RTA meets exclusion E2, but rather to use exclusion E2, along with the previous Régie decision on TOP-006 that uses the concept of net power at the connection points of a PVI system as relevant for reliability, along with the Régie decision on the CIP version 5 reliability standards that establishes more precise exclusion criteria for Québec, in order to:

- (i) propose that the RTP definition should be refined to be more precise for PVI; and
- (ii) establish the validity of using the principle of “net injection” or net impact to the BES when:
 - a. determining applicability of one or more NERC reliability standards or requirements to PVI; and
 - b. in particular, applying and evaluating the 1500 MW threshold in criterion 2.11 of CIP-002-5.1 Attachment 1.