

**DEMANDE D'ADOPTION DES NORMES DE FIABILITÉ RELATIVES AUX
AUTOMATISMES DE RÉSEAU ET RESSOURCES DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉES**

**PREUVE
DE
RIO TINTO ALCAN INC.**

DOSSIER R-4070-2018 (BLOC 2)

26 OCTOBRE 2020

TABLE DES MATIÈRES

I.	Sommaire	1
II.	Rio Tinto Alcan inc. (RTA)	1
III.	Commentaires de RTA à l'égard des normes déposées pour adoption	4
A.	Normes PRC-004-5(i) et PRC-005-6.....	4
B.	Norme PRC-024-2.....	4
C.	Normes FAC-010-3 et FAC-011-3.....	4
a)	Dossier R-3944-2015	4
b)	Disposition particulière aux Annexes Québec des normes FAC-010-2.1 et FAC-11-2 présentement en vigueur	6
c)	Dossier de consultation QC-2017-02	7
d)	Nouvelle disposition particulière proposée par le Coordonnateur.....	7
e)	Non-pertinence des conclusions de l'étude du Coordonnateur présentée dans le <i>Complément de preuve</i> (B-0017)	13
f)	Absence de preuve du Coordonnateur sur la nécessité et la pertinence d'étendre les exigences des normes FAC-010 et FAC-011 aux installations RTP.....	14
g)	Proposition d'une disposition particulière aux Annexes Québec des normes FAC-010-3 et FAC-011-3	15
IV.	Conclusions	16

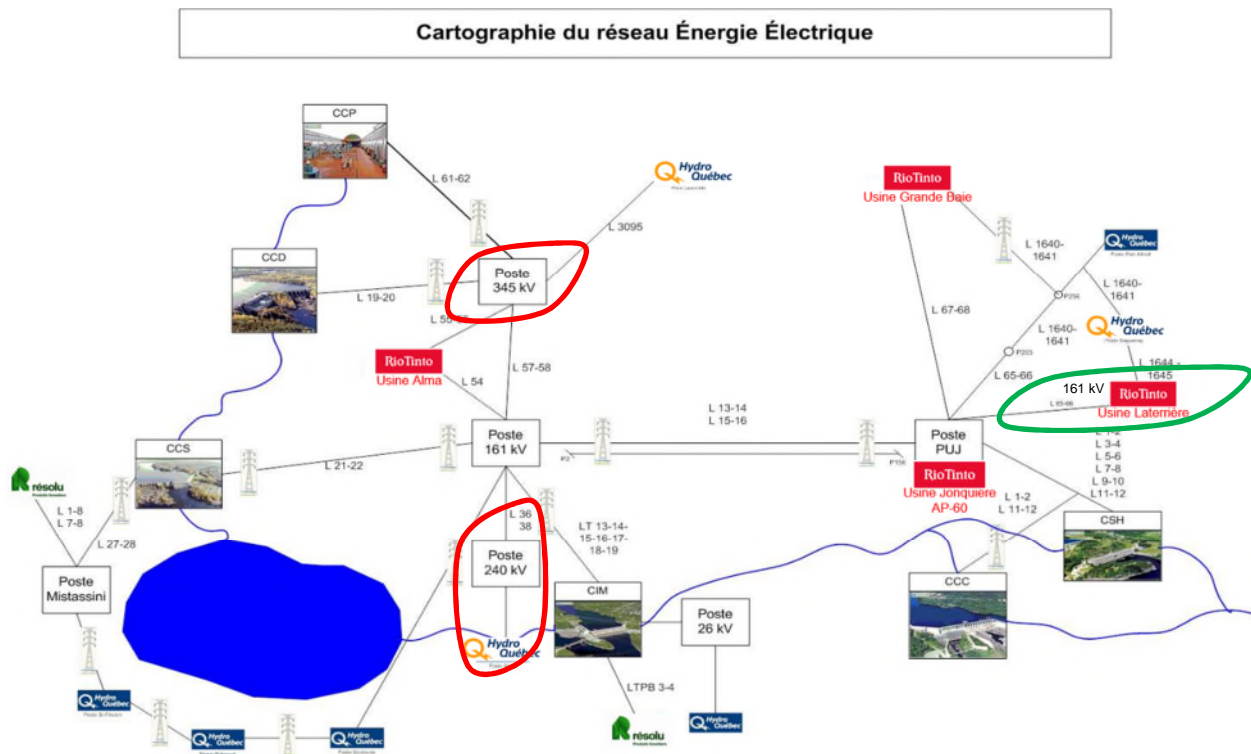
I. SOMMAIRE

1. Le 21 décembre 2018, le Coordonnateur de la fiabilité (le « **Coordonnateur** ») dépose dans le présent dossier une demande visant :
 - L'adoption et la mise en vigueur de 11 normes de fiabilité ainsi que de leurs Annexes Québec respectives;
 - Le retrait de dix normes de fiabilité aux dates d'entrées en vigueur des normes de fiabilité déposées pour adoption; et
 - L'adoption des modifications proposées au *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (le « **Glossaire** ») et l'approbation du retrait de l'annexe E du *Registre des entités visées par les normes de fiabilité* (le « **Registre** »).
2. Le 30 août 2019, la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») rend sa décision procédurale D-2019-106 aux termes de laquelle elle indique qu'elle traitera :
 - a. dans le cadre d'un premier bloc (le Bloc 1), les normes MOD-029-2a, EOP-004-4, PRC-001-1.1(ii), PRC-012-2, PRC-019-2, PRC-023-4 et VAR-002-4.1; et
 - b. dans le cadre d'un deuxième bloc (le Bloc 2), les normes FAC-010-3, FAC-011-3, PRC-004-5(i), PRC-005-6 et PRC-024-2.
3. Le 22 juin 2020, la Régie rend une autre décision procédurale (D-2020-076) aux termes de laquelle elle informe notamment les participants au dossier qu'elle examinera la norme PRC-024-2, à l'exception de l'Annexe Québec, dans laquelle la Régie entend conserver la courbe de la NERC jusqu'à ce qu'une décision soit rendue par la Cour supérieure ou par la formation au dossier R-4015-2017.
4. Afin de tenir compte des particularités régionales du régime de fiabilité au Québec, Rio Tinto Alcan inc. (« **RTA** ») propose dans ses conclusions :
 - a. d'intégrer aux Annexes Québec des normes de fiabilité FAC-010-3 et FAC-011-3 une disposition particulière visant à exclure l'application du critère de défaut triphasé prévue à l'exigence 2.2.1 (le « **défaut triphasé** ») à l'égard des producteurs à vocation industrielle (« **PVI** ») dont les installations n'ont pas été conçues pour satisfaire à cette exigence; et
 - b. d'ajouter au Glossaire une définition de « norme de fiabilité » (*Reliability Standard*) propre aux particularités régionales du régime de fiabilité au Québec.

II. RIO TINTO ALCAN INC. (RTA)

5. RTA est une entité visée par les normes de fiabilité et inscrite au Registre sous le numéro NIR018. Plus particulièrement, RTA possède, au sens donné par le Registre, des installations de production à vocation industrielle (PVI).

6. RTA est une société privée dont l'activité principale est liée à la production d'aluminium depuis 1903. Elle possède en totalité ou en partie huit alumineries au Québec, en Mauricie, dans la région du Saguenay-Lac-St-Jean et sur la Côte-Nord.
7. RTA est le plus important producteur privé et utilisateur industriel d'hydroélectricité au Québec. Avec ses six centrales de production hydroélectriques au Saguenay-Lac-St-Jean, lesquelles ont une capacité de production globale moyenne annuelle d'environ 2000 MW, RTA répond à environ 90 % des besoins énergétiques de ses alumineries québécoises en pleine propriété.
8. RTA exploite enfin un réseau de transport à haute tension au Saguenay-Lac-St-Jean qui compte trois interconnexions avec Hydro-Québec *TransÉnergie* (« HQT ») (incluant quatre lignes haute tension) et 884 km de lignes de transport. Ces installations sont plus amplement décrites sur le site dédié à ses activités reliées à l'énergie, au <http://www.energie.riotinto.com>.
9. RTA, à titre de *transporteur auxiliaire* au sens de cette expression donnée dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*, est responsable de fournir le service de transport d'électricité pour des clients d'Hydro Québec Distribution (« HQD ») afin d'alimenter la charge locale du Québec, notamment dans la région du Saguenay-Lac-St-Jean.
10. La majorité des installations de transport de RTA ne sont pas RTP. Telles qu'elles sont représentées sur la cartographie ci-dessous, seules les installations des interconnexions encadrées en rouge (240 kV et 345 kV) et en vert (161 kV) sont classées RTP :



11. RTA ne possède aucune installation RTP qualifiée de *Bulk*.
12. Les installations de production de RTA ne servent pas à desservir la charge locale mais servent presque exclusivement à la charge de ses alumineries.
13. À cet égard, l'énergie hydroélectrique produite par RTA n'a pas à transiter par le réseau de transport d'HQT puisqu'elle transite par son propre réseau.
14. Hydro-Québec fournit le reste de l'énergie nécessaire aux besoins de RTA par le biais des trois interconnexions ci-haut mentionnées.
15. Comme les installations de production de RTA assurent principalement les besoins énergétiques de ses alumineries, RTA n'est pas tenue à des obligations de livraison fermes d'énergie à Hydro-Québec pour la charge locale.
16. Sur une base nette annualisée, RTA est un acheteur d'énergie et un client important d'Hydro-Québec.
17. Au Québec, toute la production d'énergie hydroélectrique, à part quelques exceptions tel le réseau privé de RTA, doit transiter par le réseau de transport et de distribution d'Hydro-Québec réglementé par la Régie.
18. Aux États-Unis, en général, bien qu'il y ait des différences entre les états, plusieurs entités privées et états assurent, par leurs nombreuses interconnexions, la fourniture, le transport et la distribution d'électricité aux différents segments du marché.
19. Ainsi, la structure du marché aux États-Unis créée, par sa déréglementation, un modèle ouvert et concurrentiel, très différent de celui du Québec en termes d'exigences et d'encadrement nécessaires pour assurer la fiabilité des réseaux interconnectés.
20. Dans sa décision D-2011-68 rendue le 13 mai 2011, la Régie a confirmé le compromis qui avait eu lieu entre les parties prenantes ayant participé au dossier R-3699-2009, Phase 1, à savoir qu'un système unique existerait (et non un modèle à deux paliers tel qu'il avait été initialement proposé par RTA) mais, en contrepartie, les particularités, distinctions et aspects normatifs à caractère technique et administratif du Québec seraient pris en considération et seraient intégrés sous la forme d'une « Annexe Québec » à chaque norme.
21. Les impératifs du modèle fonctionnel de la NERC n'ont donc pas été importés *mutatis mutandis* et la Régie a accepté à de nombreuses reprises que des modalités et des exemptions soient intégrées aux normes de fiabilité pour tenir compte des particularités du système de fiabilité québécois, dont celles des PVI, tels RTA et son réseau privé.
22. Les demandes formulées par RTA dans le présent dossier à l'égard de l'adoption des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 découlent de la reconnaissance de ces ordonnances rendues et des principes adoptés par la Régie auxquels le Coordonnateur avait alors pleinement adhéré pour éviter un régime de fiabilité à deux paliers. En reconnaissant la primauté des variances

régionales uniques de l'industrie québécoise, les principes consacrés par la Régie forment la pierre angulaire du régime de fiabilité au Québec mis en place par la décision D-2011-068.

23. Dans le cadre de la décision D-2019-101 (R-3996-2016, Phase 2), la Régie a finalement rappelé aux parties qu'elle avait été investie des pouvoirs nécessaires à l'application des normes obligatoires de fiabilité pour le transport de l'électricité, et ce, dans un cadre qui respectera les compétences et les intérêts du Québec.¹

III. COMMENTAIRES DE RTA À L'ÉGARD DES NORMES DÉPOSÉES POUR ADOPTION

A. Normes PRC-004-5(i) et PRC-005-6

24. Comme il est mentionné dans les réponses de RTA aux engagements souscrits lors de la séance de travail du 18 août 2020 (C-RTA-0017), RTA réitère que le délai de mise en vigueur de 60 jours proposé par le Coordonnateur pour la norme PRC-004-5(i) est raisonnable, considérant le délai de 15 mois pour la mise en application pour les installations RTP qui ne sont pas également BPS.
25. RTA a pris connaissance de la lettre de l'AQPER datée du 16 septembre 2020 (C-AQPER-0016) et la réponse du Coordonnateur datée du 21 septembre 2020 (B-0071) relativement aux délais de mise en vigueur et de mise en application proposés relativement à la norme PRC-005-6. RTA appuie cette proposition visant à prolonger le délai de six mois entre la date de mise en vigueur de cette norme et la date de mise en application des exigences E1, E2 et E5, le portant à 18 mois.

B. Norme PRC-024-2

26. Dans le cadre de sa décision procédurale D-2020-076, la Régie a informé les parties qu'elle examinerait la norme PRC-024-2, à l'exception de l'Annexe Québec, dans laquelle la Régie entend conserver la courbe de la NERC jusqu'à ce qu'une décision soit rendue par la Cour supérieure ou par la formation au dossier R-4015-2017.
27. RTA réserve donc tous ses droits à l'égard des dispositions particulières proposées par le Coordonnateur à l'Annexe Québec, soit le remplacement de l'Annexe 2 de la norme PRC-024-2 par la courbe d'HQT.

C. Normes FAC-010-3 et FAC-011-3

a) Dossier R-3944-2015

28. Pour mémoire, RTA a soumis à la Régie dans le dossier R-3944-2015, à l'égard des normes de fiabilité FAC-010-2.1 et FAC-011-2 dont le Coordonnateur demandait l'adoption, que son réseau de transport n'avait pas été conçu et n'était pas exploité pour survivre au défaut triphasé.²

¹ R-3996-2016 (Phase 2) : D-2019-101, para 381 à 390.

² R-3944-2015 : Pièce C-RTA-0034, p 12.

29. De fait, les limites d'exploitation du réseau (SOL)³ pour les interconnexions entre le réseau de RTA et celui d'HQT sont établies sur la base du défaut monophasé et du défaut biphasé.
30. De plus, RTA a soutenu que l'application du défaut triphasé aux interconnexions entre son réseau et le réseau de transport d'HQT, aux fins de la détermination des limites SOL, aurait un impact (c'est-à-dire une réduction des limites SOL) sur ses capacités d'échanges et ses contrats avec HQD et Hydro-Québec Production (« **HQP** »).
31. Le Coordonnateur et HQT ont précisé dans ce dossier que le défaut triphasé était précédemment appliqué, notamment pour des fins de planification, uniquement sur les réseaux *Bulk* (BPS) et que depuis 2005 ce critère avait été ajouté sur les réseaux non-*Bulk* d'HQT comme un critère interne dans ses pratiques.⁴
32. HQT a également confirmé que l'application d'un défaut triphasé pour déterminer les limites SOL sur un réseau non planifié sur la base d'un tel critère aurait possiblement un impact important.⁵
33. Le Coordonnateur a alors proposé ce qui suit :
 - a. une modalité d'application et de préservation du *statu quo* en ce qui a trait à l'application du défaut triphasé dans les normes FAC-010, FAC-011 et, ultimement, FAC-014;
 - b. soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non-*Bulk*; et
 - c. insérer le texte suivant à la décision de la Régie portant sur les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 :

Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-*Bulk* qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur.
34. Bien que RTA appuyait cette proposition du Coordonnateur, elle avait également soumis les demandes subsidiaires suivantes⁶ :
 - a. qu'il y ait une modification à l'Annexe Québec des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 afin de préciser que le défaut triphasé et les contingences multiples ne s'appliquent pas aux entités visées qui n'ont pas d'impact significatif sur l'Interconnexion du Québec;

³ Ce terme est défini au Glossaire.

⁴ R-3944-2015 : Pièce A-0074, Notes sténographiques de l'audience du 21 mars 2017, p 29; Pièce A-0076, Présentation du Transporteur, p 3.

⁵ R-3944-2015 : Pièce A-0074, Notes sténographiques de l'audience du 21 mars 2017, p 29; Pièce A-0076, Présentation du Transporteur, p 3.

⁶ R-3944-2015 : Pièce C-RTA-0038, pp 28 et 29.

- b. qu'il y ait une modification à l'Annexe Québec de ces normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 afin de préciser que le défaut triphasé et les contingences multiples ne s'appliquent pas aux entités visées qui n'ont pas d'impact significatif sur l'Interconnexion du Québec en ce qui concerne les interconnexions entre un PVI et le réseau d'HQT, même si ces lignes d'HQT sont classées *Bulk*, si l'impact de l'application de ces normes ferait en sorte de diminuer les limites SOL; et
- c. qu'il y ait une modification à l'Annexe Québec de la norme TPL-001-4 afin de préciser qu'elle ne s'applique pas en ce qui concerne les interconnexions entre un PVI et le réseau d'HQT, même si ces lignes d'HQT sont classées *Bulk*, si l'impact de l'application de ces normes ferait en sorte de diminuer les limites SOL.
35. Dans sa décision D-2017-110, la Régie n'a pas retenu la proposition du Coordonnateur et a conclu qu'il était préférable de circonscrire plutôt le champ d'application des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 aux réseaux *Bulk* uniquement, puisque ces derniers sont planifiés sur la base du défaut triphasé et que, dans sa proposition, le Coordonnateur recommandait de conserver la méthodologie de calcul des limites SOL qu'il utilise actuellement pour les réseaux RTP non-*Bulk*.
36. Cette partie de la décision D-2017-110 a fait l'objet d'une demande de révision par le Coordonnateur dans le dossier R-4015-2017 et a été invalidée par la formation dans sa décision D-2018-101.
37. C'est dans le cadre de cette décision D-2018-101 que la disposition particulière mentionnée au paragraphe 39 ci-dessous a été ajoutée aux Annexes Québec des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2.
38. Une demande en révision judiciaire a par la suite été déposée par RTA devant la Cour supérieure du Québec demandant de déclarer déraisonnable et d'annuler cette partie de la décision D-2018-101 et de déclarer valide la partie de la décision D-2017-110 ordonnant d'ajouter une disposition particulière à l'Annexe Québec des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 ayant l'effet de circonscrire le champ d'application desdites normes aux réseaux *Bulk* uniquement. Ce dossier est présentement en délibéré.
- b) Disposition particulière aux Annexes Québec des normes FAC-010-2.1 et FAC-11-2 présentement en vigueur
39. À la suite de la décision D-2018-101 (R-4015-2017) et des décisions D-2019-032, D-2019-162 et D-2019-166 (R-3944-2015), la disposition particulière suivante a été ajoutée à l'Annexe Québec de chacune des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 en vigueur afin de refléter la pratique du Coordonnateur depuis la mise en vigueur des normes FAC-010 et FAC-011 au Québec le 1^{er} janvier 2016 :

Jusqu'au 1^{er} janvier 2021, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul et l'application des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit[ven]t être effectu[é]s selon la pratique actuelle du Coordonnateur.

40. Cette disposition particulière est en vigueur jusqu'au 1^{er} janvier 2021.
41. Compte tenu du déroulement procédural du présent dossier et de la possibilité qu'une décision ne soit pas rendue avant 2021, il y aurait lieu pour le Coordonnateur, au bénéfice de toutes les entités visées, de demander à la formation saisie du dossier R-3944-2015, et ce, dans les meilleurs délais, de prolonger la durée de l'ordonnance contenue au paragraphe 93 de la décision D-2018-101 **jusqu'au 1^{er} janvier 2022**.

c) Dossier de consultation QC-2017-02

42. Dans le cadre du dossier R-3944-2015, le Coordonnateur avait informé la Régie qu'il allait consulter au préalable les entités visées au sujet d'une modalité d'application du défaut triphasé dans le cadre de la prochaine demande d'adoption des normes FAC-010 et FAC-011.
43. Dans le cadre du dossier de consultation QC-2017-02, le Coordonnateur a ainsi proposé aux entités visées la disposition particulière suivante :

Disposition particulière applicable à l'exigence E2.2.1 :

L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf :

- *lorsque la planification associée à l'élément est effectuée après le 1^{er} janvier 2019 et*
- *lorsque l'élément n'a pas connu de modification substantielle depuis le 1^{er} janvier 2019.*

De plus, l'exigence E2.2.1 est remplacée par le texte suivant :

- *E2.2.1 Défaut monophasé à la terre ou défaut biphasé (le plus grave des deux), avec élimination normale du défaut, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en défaut.*

44. Tel qu'il appert du *Sommaire des commentaires reçus* (B-0006), RTA demandait au Coordonnateur de fournir certaines précisions au texte proposé.
45. RTA était toutefois en accord avec le libellé de cette disposition particulière en autant que l'objectif soit de continuer d'utiliser les critères du défaut monophasé à la terre ou du défaut biphasé pour les installations conçues selon ces critères avant la mise en vigueur des normes FAC-010 et FAC-011.

d) Nouvelle disposition particulière proposée par le Coordonnateur

46. Malgré la proposition initiale du Coordonnateur dans le dossier de consultation QC-2017-02, le Coordonnateur a modifié substantiellement la disposition particulière qu'il demande maintenant à la Régie d'ajouter aux Annexes Québec des normes FAC-010-3 et FAC-11-3, et ce, sans aucune consultation auprès des entités visées.

47. Cette disposition particulière se lit comme suit :

Disposition particulière applicable à l'exigence E2.2.1 :

L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les installations du RTP de moins de 230 kV qui n'ont pas connu de modification substantielle après le 1^{er} janvier 2019 pour lesquelles l'exigence E2.2.1 est remplacée par l'exigence suivante :

E2.2.1 Défaut monophasé à la terre avec élimination normale du défaut, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en défaut.

(ci-après la « **Nouvelle disposition particulière** »)

48. Le Coordonnateur note dans son document intitulé *Information relatives aux normes* (B-0005, p 4) ce qui suit :

Quant à l'évaluation de la pertinence et l'impact de cette modalité d'application, le Coordonnateur note que la modalité d'application déposée diffère de celle qui avait été proposée lors de la consultation publique. La modalité actuellement proposée n'a pas fait l'objet des commentaires de la part des entités visées.

49. La *Nouvelle disposition particulière* fait en sorte qu'une partie des installations de transport de RTA de plus de 230 kV pourrait se voir assujettie aux exigences des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 en ce qui a trait à l'application du défaut triphasé bien que ces installations n'ont pas été conçues pour satisfaire à ces exigences.
50. En particulier, le niveau de tension de 230 kV n'englobe pas les installations haute tension de 240 kV de RTA, ni celles de 345 kV, telles qu'elles sont identifiées au Registre.⁷ Les installations des interconnexions à 240 kV et 345 kV avec le réseau d'HQT ne sont pas prises en considération. Seules les installations haute tension de 161 kV de RTA classées RTP sont prises en compte par la *Nouvelle disposition particulière*.
51. Ces installations sont représentées sur la Cartographie du réseau Énergie Électrique reproduite au paragraphe 10 ci-dessus.
- (i) Nécessité d'augmenter la capacité des installations existantes ou d'en construire de nouvelles
52. Dans le cadre du premier dossier des normes de fiabilité au Québec (R-3699-2009), le Coordonnateur avait précisé ce que l'on entend par le concept de « normes de fiabilité » dans son application aux principaux réseaux de transport électrique.

⁷ Voir la Cartographie du réseau Énergie Électrique au paragraphe 10 du présent document. Les installations des interconnexions encerclées en rouge (240 kV et 345 kV) sont exclues de la *Nouvelle disposition particulière*.

53. Comme il est mentionné dans les réponses de RTA aux engagements souscrits lors de la séance de travail du 18 août 2020 (C-RTA-0017), RTA a fait un résumé d'une présentation du Coordonnateur effectuée autour de 2008-2009 dans laquelle RTA reprend la définition d'une norme de fiabilité, comme elle avait été rédigée par le Coordonnateur à cette époque (C-RTA-0018). Cette définition se lit comme suit :

Définition d'une norme de fiabilité :

- Une norme de fiabilité énonce une exigence permettant d'assurer une exploitation fiable du réseau de transport principal y compris, et sans limiter ce qui précède, des exigences pour l'exploitation d'installations existantes du réseau de transport principal.

- Une norme ne doit cependant inclure aucune exigence pour l'augmentation de la capacité d'installations existantes, pour la construction de réseaux de transport ou pour l'ajout de production. (nos soulignés)

54. De plus, le 21 janvier 2016, la FERC a adopté la définition suivante du terme *Reliability Standard* qui reprend ces mêmes principes applicables aux installations BPS. Cette définition se lit comme suit :

A requirement, approved by the United States Federal Energy Regulatory Commission under Section 215 of the Federal Power Act, or approved or recognized by an applicable governmental authority in other jurisdictions, to provide for Reliable Operation of the Bulk-Power System. The term includes requirements for the operation of existing Bulk-Power System facilities, including cybersecurity protection, and the design of planned additions or modifications to such facilities to the extent necessary to provide for Reliable Operation of the Bulk-Power System, but the term does not include any requirement to enlarge such facilities or to construct new transmission capacity or generation capacity. (nos soulignés)

55. Cette définition se retrouve toujours au *Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards* daté du 8 octobre 2020.⁸
56. Comme il avait été mentionné par le Coordonnateur, une norme de fiabilité ne devrait pas exiger l'augmentation de capacité d'installations existantes ou la construction d'installations de transport ou de production.
57. RTA soumet que ce principe ne sera pas respecté en appliquant le défaut triphasé sur des installations RTP qui n'ont pas été conçues pour rencontrer les exigences d'un tel critère.
58. En effet, pour respecter le défaut triphasé aux installations des interconnexions entre RTA et HQT, tout en évitant les impacts pour RTA, il serait requis d'augmenter la capacité des installations existantes à des coûts significatifs.
59. Afin d'intégrer le principe énoncé par le Coordonnateur lors du premier dossier des normes et par la NERC dans le régime de fiabilité au Québec, RTA demande à la Régie d'inclure au Glossaire la définition suivante du terme *Reliability Standard* :

⁸ https://www.nerc.com/files/glossary_of_terms.pdf.

A requirement, approved by the Régie de l'énergie, to provide for Reliable Operation of the Main Transmission System (RTP). The term includes requirements for the operation of existing Main Transmission System (RTP) facilities, including cybersecurity protection, and the design of planned additions or modifications to such facilities to the extent necessary to provide for Reliable Operation of the Main Transmission System (RTP), but the term does not include any requirement to enlarge such facilities or to construct new transmission capacity or generation capacity.

60. Aux termes de sa décision, la Régie pourra demander au Coordonnateur de lui soumettre, pour révision et approbation, une traduction française de cette définition.

(ii) L'impact financier de l'application du défaut triphasé

61. Afin de minimiser l'impact de l'application du défaut triphasé sur ses installations RTP, RTA a évalué qu'elle serait dans l'obligation d'investir une somme estimée à 20 M\$ pour la construction de nouvelles installations et la modernisation de ses installations existantes et une somme estimée à 10 M\$ annuellement.

62. Comme il est mentionné dans les réponses de RTA aux engagements souscrits lors de la séance de travail du 18 août 2020 (C-RTA-0017), l'évaluation des impacts pour RTA est un ordre de grandeur moyen de l'impact des différents scénarios qui pourraient se produire dans le temps sans disposition particulière aux normes FAC-010-3 et FAC-011-3 en ce qui a trait à l'exclusion du défaut triphasé pour lequel le réseau de RTA n'a pas été conçu.

63. Or, il est clair que le Coordonnateur ne tient pas compte de ces impacts monétaires significatifs pour RTA dans le contexte de sa demande d'adoption des normes FAC-010-3 et FAC-011-3, avec ou sans la *Nouvelle disposition particulière*, et des particularités des variances régionales uniques de l'industrie québécoise. Le Coordonnateur tente plutôt de les minimiser :

Le Coordonnateur continue d'appuyer la pertinence de l'ACDT⁹ pour l'ensemble du réseau du Québec. Aussi, le présent rapport démontre que l'impact d'appliquer les Normes concernées, sans la modalité d'application, serait modeste, voir mineur.¹⁰

64. RTA réitère que l'application du défaut triphasé résulterait, en mode export, en une baisse des limites SOL aux interconnexions entre les réseaux de RTA et d'HQT.

65. D'ailleurs, à ce sujet, le Coordonnateur mentionne incorrectement ceci dans son *Complément de preuve* (B-0017, p 5) :

⁹ Pièce B-0017, *Complément de preuve* du Coordonnateur, p 4 : l'acronyme « ACDT » signifie « *application du critère du défaut triphasé* ».

¹⁰ Pièce B-0017, *Complément de preuve* du Coordonnateur, p 10.

Les limites d'exploitation du réseau ne sont modifiées par l'ACDT que lors d'une exportation nette vers le RTP, c'est-à-dire lorsque la production excède la somme de la charge RTA, de la charge du Lac-St-Jean ainsi que la charge des clients industriels d'Hydro-Québec Distribution raccordée au réseau RTA (référer à l'encadré de droite). Dans cet état, l'entité RTA agit en tant que producteur exportateur, et non en tant que producteur à vocation industrielle.

66. Or, RTA est toujours et demeurera toujours un PVI, quel que soit le sens du transit car ses obligations contractuelles ne sont pas distinctes, mais liées par les contrats en place. La possibilité pour RTA d'exporter de l'énergie vers le réseau d'HQT est étroitement liée à ses obligations d'acheter l'énergie manquante d'HQD et de livrer de la puissance à HQP.
67. La réduction des limites SOL a des conséquences significatives pour RTA dans ses contrats et ententes à long terme avec HQD et HQP, lesquels ont été négociés il y a plus de 20 ans.
68. Ainsi, certains scénarios pourraient impacter RTA de façon beaucoup plus importante que l'ordre de grandeur moyen déjà transmis dans le dossier, jusqu'à remettre en question la viabilité de l'ensemble de ses alumineries au Saguenay-Lac-St-Jean.
69. Bien que la *Nouvelle disposition particulière* proposée par le Coordonnateur réduit le nombre d'installations de RTA concerné, le risque d'impact très important pour RTA n'est toutefois pas significativement réduit. Plusieurs scénarios critiques demeurent présents considérant que RTA ne peut prédire le futur.
70. Notons à cet égard que tout impact significatif sur les coûts de production et de transport de l'énergie électrique des installations de RTA se reflète directement dans le coût de fabrication d'aluminium, ce qui affecte directement la rentabilité de l'entreprise.

(iii) Analyse de risques relative à l'application du défaut triphasé avec ou sans la *Nouvelle disposition particulière*
71. Afin de mieux démontrer les impacts potentiels globaux pour RTA de l'application du défaut triphasé avec ou sans la *Nouvelle disposition particulière*, RTA a préparé et communiqué au dossier de la Régie, de manière confidentielle, une analyse de risques incluant ses Annexes AR-1 et AR-2 (collectivement, l'« **Analyse de risques** »), incluant les impacts potentiels sur ses opérations. Cette Analyse de risques fait partie intégrante de la preuve de RTA.
72. RTA demande que cette Analyse de risques soit présentée dans son intégralité de façon confidentielle à la Régie uniquement et que, subsidiairement, seule une version caviardée de l'Analyse de risques confidentielle, c'est-à-dire sans les renseignements hautement confidentiels et privilégiés qu'elle contient, puisse être consultée de manière confidentielle par un nombre restreint de représentants du Coordonnateur, si celui-ci en fait la demande formelle à la Régie et à RTA, et sous réserve de toutes autres conditions que la Régie pourra déterminer.
73. RTA est d'avis et soumet à la Régie que le respect et l'application des *Codes de conduite* d'Hydro-Québec, incluant celui du Coordonnateur, justifient une telle demande de RTA visant à préserver le caractère confidentiel de l'Analyse de risques et de certains renseignements hautement confidentiels et privilégiés :

- a. qui ne sont pas communiqués et ne peuvent être communiqués à HQT, incluant le Coordonnateur, même sous le couvert d'une ordonnance de confidentialité, dans le cadre (i) de leurs fonctions, (ii) des exigences des normes de fiabilité adoptées par la Régie et (iii) du respect de la séparation fonctionnelle entre les différentes divisions d'Hydro-Québec; et
 - b. qui ne sont pas connus et ne peuvent être connus par HQT, incluant le Coordonnateur, même sous le couvert d'une ordonnance de confidentialité, dans le cadre (i) de leurs fonctions, (ii) des exigences des normes de fiabilité adoptées par la Régie et (iii) du respect de la séparation fonctionnelle entre les différentes divisions d'Hydro-Québec.
74. Toute divulgation des renseignements hautement confidentiels et privilégiés de l'Analyse de risques causerait un grave préjudice, réel et important, aux intérêts commerciaux de RTA dans sa relation avec HQP, HQD, HQT ou Hydro-Québec en général et à l'intérêt public qui en découle compte tenu d'une contravention non équivoque aux principes énoncés dans les *Codes de conduite* d'Hydro-Québec et aux principes sous-jacents à l'indépendance, l'impartialité et la neutralité dont HQT, incluant le Coordonnateur, doivent faire preuve en tout temps dans le cadre (i) de leurs fonctions, (ii) des exigences des normes de fiabilité adoptées par la Régie et (iii) du respect de la séparation fonctionnelle entre les différentes divisions d'Hydro-Québec.
75. Il est donc nécessaire que la Régie rende les ordonnances de confidentialité demandées par RTA puisqu'elles visent à protéger le caractère confidentiel et privilégié des renseignements contenus dans l'Analyse de risques puisque leur divulgation publique, en totalité ou en partie, permettrait d'identifier les modalités et conditions des contrats intervenus avec HQP, HQD et HQT et serait notamment de nature à compromettre l'indépendance, l'impartialité et la neutralité dont HQT, incluant le Coordonnateur, doivent faire preuve en tout temps dans le cadre (i) de leurs fonctions, (ii) des exigences des normes de fiabilité adoptées par la Régie et (iii) du respect de la séparation fonctionnelle entre les différentes divisions d'Hydro-Québec.
76. Compte tenu qu'HQT, incluant le Coordonnateur et leurs procureurs, ne sont pas des entités ou des personnes indépendantes d'Hydro-Québec, RTA soumet également qu'aucune autre alternative raisonnable ne peut être envisagée pour protéger adéquatement ses intérêts commerciaux.
77. Le principal intérêt promu par les ordonnances de confidentialité est l'intérêt du public à la protection du droit d'une entité visée, telle RTA, de faire valoir sa cause devant la Régie. Sans les ordonnances de confidentialité demandées, la capacité de RTA à mener à bien sa contestation sera gravement réduite.
78. Au soutien de sa demande d'ordonnances de confidentialité à l'égard de l'Analyse de risques, RTA dépose au dossier de la Régie la Déclaration sous serment de Monsieur Marc Fortin, ingénieur à la planification du réseau, Services régionaux, Opérations Atlantique, Aluminium, de RTA;

e) Non-pertinence des conclusions de l'étude du Coordonnateur présentée dans le *Complément de preuve* (B-0017)

79. L'étude du Coordonnateur présentée dans son *Complément de preuve* (B-0017) n'est pas représentative de la réalité.
80. Tout d'abord, cette étude n'est basée que sur des données tirées de l'année 2017. Elle n'est pas représentative du passé et l'est encore moins pour le futur.
81. Ni RTA ni le Coordonnateur ne peuvent prédire comment le contexte de l'année 2017 pourra varier dans les années futures et dans quel ordre de magnitude.
82. Certains scénarios futurs pourraient avoir un impact très important pour RTA, même avec l'ajout de la *Nouvelle disposition particulière*, et générer des risques inacceptables pour RTA.
83. Divers risques d'affaires et financiers que RTA doit continuellement gérer dans toutes les sphères de ses activités, incluant les risques relatifs à la santé et à la sécurité au travail, les risques environnementaux, les risques des parties prenantes à ses divers projets, les risques des ressources humaines, les risques communautaires et sociaux, les risques réglementaires et légaux et les risques relatifs à l'éthique et à l'intégrité, peuvent avoir un impact et des conséquences significatifs sur les opérations de RTA.
84. L'étude du Coordonnateur occulte complètement toute cette notion de risques pourtant réels et tangibles pour toute entreprise.
85. Les quelques exemples suivants illustrent de manière concrète des circonstances qui n'avaient pu être prévues ou planifiées par RTA ou qui n'ont pas pu respecter la planification initiale, impactant notamment les transits aux interconnexions entre HQT et RTA :
 - Avril 2004 : Fermeture des salles de cuves « Soderberg » d'Alcan au Saguenay (300 MW) 10 ans avant la date prévue;
 - Juin 2009 : Interruption temporaire des activités d'AbitibiBowater à la papeterie de Dolbeau-Mistassini (100 MW);
 - Août 2010 : Fermeture définitive de la papeterie de Dolbeau-Mistassini;
 - 2010 : Arrêt subit d'une salle de cuves à l'aluminerie Laterrière (210 MW) à cause de bris de transformateurs. Les travaux de remise en marche ont duré plus de trois mois et ont coûté plus de 50 M\$;
 - Janvier 2012 : Lockout à l'aluminerie de RTA d'Alma (arrêt d'une salle de cuves pour ~480 MW) qui a duré environ six mois;
 - Août 2012 : Réouverture de la papeterie de Produits Forestiers Résolu (PFR) à Dolbeau-Mistassini (70 MW) (entente avec HQ pour la vente d'électricité de cogénération);

- 2013 : Démarrage de l'aluminerie pilote AP-60 avec un retard d'un an (110 MW) (à la suite de l'explosion d'un transformateur);
 - 2014 : Fermeture de l'aluminerie Shawinigan de RTA un an avant la date prévue (220 MW);
 - Décembre 2017 : Accord gouvernemental pour permettre à RTA de prolonger la vie des cuves précurtées (350 MW) au-delà de la date de fermeture prévue en 2020;
 - Juillet 2018 : Augmentation de la consommation électrique de RTA par l'ajout de trois bouilloires électriques à son usine de Vaudreuil (potentiel de 95 MW); et
 - Mars 2020 : Dans le contexte de la pandémie de la COVID-19, le gouvernement exige la fermeture des alumineries de RTA au Saguenay-Lac-St-Jean (2100 MW). Quelques jours plus tard, le gouvernement revient sur sa décision.
86. L'expérience de RTA démontre que l'on ne peut pas se baser sur une étude ponctuelle de 2017 pour prédire l'avenir.
87. Les événements qui se sont produits en 2017 ne sont représentatifs que de l'année 2017 et non des variations potentielles dans le futur.
88. Ensuite, l'étude du Coordonnateur n'a pas été faite avec une modélisation détaillée du réseau de RTA, mais plutôt avec un modèle simplifié (boîte noire).
89. Le Coordonnateur utilise l'hypothèse que l'application du défaut triphasé n'impacte pas le transit aux interconnexions en import, c'est-à-dire de l'énergie électrique en provenance du réseau de transport d'HQT vers le réseau de transport de RTA. Aucune démonstration ni aucune analyse n'ont été présentées pour appuyer cette affirmation.
90. L'étude ne tient pas compte d'autres configurations pouvant affecter les limites de transit sur les lignes d'interconnexion entre RTA et HQT, moins fréquentes. L'étude n'a tenu compte que de six configurations alors qu'il en existe au moins 88 autres, tel qu'il appert de l'instruction commune GEN-R-060.
91. En conséquence, la Régie ne peut retenir aucune des conclusions présentées dans cette étude par le Coordonnateur et ne peut en tirer aucune inférence.
- f) Absence de preuve du Coordonnateur sur la nécessité et la pertinence d'étendre les exigences des normes FAC-010 et FAC-011 aux installations RTP
92. Comme il a été mentionné, le Coordonnateur n'amène aucune preuve sur la nécessité et la pertinence d'étendre les exigences des normes FAC-010 et FAC-011 aux installations RTP qui n'ont pas été conçues pour satisfaire aux exigences du défaut triphasé.
93. Le Coordonnateur n'apporte aucune analyse raisonnable qui s'adresserait aux PVI, tels que RTA, dont les installations RTP n'ont pas été conçues pour satisfaire les exigences du défaut triphasé et ne tient pas compte des intérêts du Québec.

g) Proposition d'une disposition particulière aux Annexes Québec des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 adaptée aux particularités du régime québécois

94. L'enjeu du présent dossier amène RTA à demander à la Régie de prévoir et d'inclure aux Annexes Québec des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 une disposition particulière tenant compte (i) des installations existantes des PVI, tels que RTA, ou des autres entités visées ayant des installations RTP non-BULK, lesquelles n'ont pas été conçues pour satisfaire aux exigences du défaut triphasé et (ii) des intérêts du Québec.
95. Appliquer une disposition particulière qui viserait les installations de PVI, sans distinction du niveau de tension, permettrait de réduire le pourcentage d'installations RTP exclues.
96. RTA demande que l'ensemble des installations RTP non-*Bulk* non conçues pour satisfaire les exigences du défaut triphasé soit pris en compte par une disposition particulière qui permet de réduire et de prédire l'impact actuel et futur des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 sur leurs installations.
97. Cela étant dit, HQT pourra continuer de s'assujettir volontairement aux exigences de ces normes sans pour autant pénaliser les autres entités visées qui possèdent des installations RTP non-*Bulk* qui n'ont pas été conçues pour satisfaire aux exigences du défaut triphasé, telles que RTA.
98. Ainsi, la proposition de RTA qui lui permettrait de gérer les risques de façon acceptable pour ses opérations, est la suivante :
- Maintenir la *Nouvelle disposition particulière* (en ce qui a trait aux installations de 230 kV et moins) en modifiant l'horizon de temps de 12 à 15 ans au lieu de dix ans en se basant sur la vie résiduelle des équipements concernés (230 kV et plus) et sur la capacité de réalisation de projets de modernisation des installations;
 - Ajouter une seconde disposition particulière, laquelle se lit comme suit :
- À l'égard des PVI, l'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les installations du RTP de plus de 230 kV qui n'ont pas connu de modification substantielle après le 1^{er} janvier 2019 pour lesquelles l'exigence E2.2.1 est remplacée par l'exigence suivante :
- E2.2.1 Défaut monophasé à la terre avec élimination normale du défaut, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en défaut.
99. Basé sur la vie résiduelle des installations concernées et sur l'échéance des engagements contractuels de RTA, l'horizon de temps raisonnable pour RTA serait de 25 ans pour le maintien de cette seconde disposition particulière applicable aux PVI.
100. En effet, voici les informations pertinentes en ce qui a trait aux travaux de remplacement ou de modernisation d'équipements de plus de 230 kV relativement à l'interconnexion 345 kV entre les réseaux de HQT et de RTA qui ont récemment été réalisés :

- 2013-2014 : Modernisation des systèmes de protection de la ligne d'interconnexion 3095 afin d'accueillir le nouveau parc éolien Rivière du Moulin (~2 M\$); et
- 2016-2019 : Remplacement des disjoncteurs, transformateurs de tension et de courant, parafoudres associés à la ligne 3095 et au poste 345 kV de RTA (~10 M\$).

101. Notons que RTA n'est actuellement pas assujettie au défaut triphasé applicable jusqu'à ce jour aux installations classées *Bulk*, ce qui justifie également le délai proposé de 25 ans, et ce, sans avoir d'impact significatif sur la fiabilité de l'*Interconnexion* du Québec avec les autres réseaux interconnectés.
102. Pour mémoire, RTA rappelle à la Régie les affirmations du Coordonnateur dans le dossier R-3498-2002¹¹ :

De par la configuration actuelle du réseau Alcan, le Transporteur estime qu'un événement sur le réseau Alcan n'aura pas d'effets significatifs nuisibles sur la fiabilité du réseau « bulk », ce qui, de fait, lui procure son statut actuel de « non-bulk ».

IV. CONCLUSIONS

103. RTA demande à la Régie de rendre les ordonnances suivantes :
- a. **ACCUEILLIR** la demande de RTA visant à ajouter au *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité*, dans sa version anglaise, la définition suivante du terme *Reliability Standard* :

A requirement, approved by the Régie de l'énergie, to provide for Reliable Operation of the Main Transmission System (RTP). The term includes requirements for the operation of existing Main Transmission System (RTP) facilities, including cybersecurity protection, and the design of planned additions or modifications to such facilities to the extent necessary to provide for Reliable Operation of the Main Transmission System (RTP), but the term does not include any requirement to enlarge such facilities or to construct new transmission capacity or generation capacity.
 - b. **DEMANDER** au Coordonnateur de la fiabilité de préparer une traduction française conforme de cette définition;
 - c. **DEMANDER** au Coordonnateur de la fiabilité de soumettre, au plus tard le [date à déterminer par la Régie], une version complète du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* révisé, dans ses versions française et anglaise;
 - d. **ADOPTER** les modifications au *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* révisé, dans ses versions française et anglaise;
 - e. **DEMANDER** au Coordonnateur de la fiabilité d'ajouter aux Annexes Québec des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 la disposition particulière suivante :

¹¹ R-3498-2002 : Pièce HQT-6, Document 1, R.2.1

L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les installations du RTP de moins de 230 kV qui n'ont pas connu de modification substantielle après le 1^{er} janvier 2019 pour lesquelles l'exigence E2.2.1 est remplacée par l'exigence suivante :

E2.2.1 Défaut monophasé à la terre avec élimination normale du défaut, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en défaut.

À l'égard des PVI, l'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les installations du RTP de plus de 230 kV qui n'ont pas connu de modification substantielle après le 1^{er} janvier 2019 pour lesquelles l'exigence E2.2.1 est remplacée par l'exigence suivant :

E2.2.1 Défaut monophasé à la terre avec élimination normale du défaut, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en défaut.

- f. **INTERDIRE** la divulgation, la publication et la diffusion de l'Analyse de risques au complet en raison du caractère confidentiel et privilégié des renseignements qui y sont contenus, et ce, pour une durée indéterminée;
- g. **SUBSIDIAIREMENT, ORDONNER** que seule la version caviardée de l'Analyse de risques confidentielle puisse être consultée au bureau du procureur de RTA par un nombre restreint de représentants du Coordonnateur, s'il en fait la demande formelle à la Régie et à RTA, et que la Régie et RTA ont identifié ces représentants, que ces représentants ont souscrit à des engagements stricts de confidentialité et que la Régie a déterminé toutes les autres conditions qui encadreront la consultation de la version caviardée de l'Analyse de risques confidentielle;
- h. **ORDONNER** la mise sous scellée de l'Analyse de risques dans son intégralité au dossier de la Régie, et ce, pour une durée indéterminée.

Le tout respectueusement soumis.