

**Réponse à la demande de renseignements #3  
de la Régie**



**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) AU  
COORDONNATEUR RELATIVE À LA DEMANDE D'ADOPTION DES NORMES DE FIABILITÉ  
RELATIVE AUX AUTOMATISMES DE RÉSEAU ET RESSOURCES DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉES**

**NORMES FAC-010-3 ET FAC-011-3**

1. **Références :**
- (i) Dossier R-3944-2015, pièce [B-0120](#), p. 5 et 6;
  - (ii) Décision [D-2017-110](#), par. 96, p. 31;
  - (iii) Décision [D-2017-110](#), par. 113, p. 35;
  - (iv) Suivi de la décision D-2017-110 : [Lettre du Coordonnateur du 14 février 2019](#), p. 1;
  - (v) Pièce [B-0070](#), réponse à l'engagement 9.1, p. 3 et 4.

(i) Dans la pièce référencée au paragraphe 96 de la décision D-2017-110, le Coordonnateur indique :

*« Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.*

*D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statu quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :*

*« 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. » » [nous soulignons]*

(ii) Le paragraphe 96 de la décision se lit comme suit :

*« [96] Ainsi, au terme de l'audience, le Coordonnateur fait la proposition suivante, qui est une modalité d'application et de préservation du statu quo en ce qui a trait à l'application du critère du défaut triphasé dans les normes FAC-010, FAC-011 et, ultimement, FAC-014 :*

- *soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk;*
- *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 » ». [nous soulignons] [notes de bas de page omises]*

(iii) Le paragraphe 113 de la décision D-2017-110 se lit comme suit :

*« [113] Enfin, compte tenu de la proposition du Coordonnateur de consulter au préalable les entités visées au sujet d'une modalité d'application du défaut triphasé dans ces normes et de la faire adopter ensuite par la Régie, la Régie demande au Coordonnateur de déposer, dans le cadre d'un nouveau dossier et au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2018, les demandes d'adoption des normes FAC-010, FAC-011 et FAC-014-2, en y incluant notamment cette modalité et en effectuant les modifications nécessaires aux Annexes des normes citées, le cas échéant. » [nous soulignons]*

(iv) Le Coordonnateur confirme que le dépôt des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 au présent dossier constitue sa réponse à la demande du paragraphe 113 de la décision D-2017-110.

(v) « **Engagement #9.1.**

*Expliquer pourquoi la proposition de modalité d'application du critère de défaut triphasé du Coordonnateur vise toutes les installations RTP (sauf celles de moins de 230kV qui n'ont pas connu de modifications substantielles après le 1<sup>er</sup> janvier 2019), étant donné le contexte du dossier R-3944-2015, notamment, la définition d'une clause pour l'application du critère de défaut triphasé pour le réseau RTP non Bulk, dont il est fait référence au paragraphe 96 de la décision D-2017-110.*

### **R9.1**

*Au dossier R-3944-2015, le Coordonnateur proposait de maintenir temporairement le statu quo avec une modalité d'application qui restreint l'application du critère de défaut triphasé sur les sections du RTP non-BPS qui ne sont pas conçues pour le respecter. Ce statu quo temporaire offrait au Coordonnateur le temps nécessaire pour effectuer les études requises, afin de soumettre une disposition particulière à ajouter aux Annexes des normes FAC-010 et FAC-011 pertinentes.*

[...]

*[...] La proposition du Coordonnateur consiste en l'utilisation de la délinéation de 230 kV pour l'application du critère de défaut triphasé. Le Coordonnateur souligne que cette disposition particulière permanente (1) ne vise pas à reproduire le statu quo et (2) est cohérente avec l'ensemble du dossier R-3944-2015, ainsi qu'avec le dossier en révision qui en a découlé, soit le R-4015-2017. » [nous soulignons]*

### **Demande :**

1.1 La Régie note que la réponse du Coordonnateur à l'engagement 9.1 de la référence (v) tient exclusivement compte de sa proposition au dossier R-3944-2015, voulant que « la Régie

*prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans [ce dossier] » et pour laquelle il propose le texte suivant « Jusqu'au 31 mars [...] » (voir la référence (i) et deuxième puce du paragraphe 96 de la décision D-2017-110 à la référence (ii)).*

Veillez répondre à nouveau à la question de l'engagement 9.1 (référence (v)) en considérant cette fois le contexte du dossier R-3944-2015 relatif à votre proposition voulant que : « *Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk* » laquelle serait « *présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci [...]* » (voir la référence (i) et première puce du paragraphe 96 de la décision D-2017-110 à la référence (ii)).

Veillez considérer dans votre réponse le fait que cette proposition du Coordonnateur a été reprise par la Régie au paragraphe 113 de la décision D-2017-110 (référence (iii)) et que la disposition particulière incluse à l'annexe Québec des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 déposées au présent dossier fait suite au paragraphe 113 de la décision D-2017-110 (référence (iv)).

#### **R1.1**

**La disposition temporaire mentionnée dans la présente question allège l'application du critère de défaut triphasé pour les installations RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application du critère de défaut triphasé.**

**Le Coordonnateur souligne que la modalité d'application temporaire se voulait être une solution temporaire qui devait et doit toujours être remplacée, d'où la proposition du Coordonnateur d'une modalité permanente.**

**Le Coordonnateur souligne que la modalité d'application temporaire mentionnée dans la présente question se voulait être une solution temporaire qui devait et doit toujours être remplacée, d'où la proposition du Coordonnateur d'une modalité permanente.**

**Le Coordonnateur avait d'abord soumis dans une consultation publique les normes FAC-010-3 et FAC-011-3 et l'enjeu relatif à leur application au RTP sans disposition particulière a été soumis aux entités. Suivant la décision D-2018-101, le Coordonnateur a soumis ces normes à une nouvelle consultation publique avec une disposition particulière basée sur la disposition particulière temporaire. À la lumière des commentaires reçus par les entités, le Coordonnateur a jugé que la disposition particulière basée sur la date de planification de l'installation applicable au RTP était inadéquate, notamment puisqu'elle était difficile à appliquer et difficile à vérifier en surveillance.**

**En effet, il est difficile d'établir les critères (y compris le critère d'application de défaut) qui ont été utilisés dans la conception passée d'installations spécifiques. Il y a l'enjeu**

temporel, soit que les critères utilisés dans le passé n'ont pas fait l'objet de documentation adéquate dans le passé. D'ailleurs, il est peu commun dans un contexte normatif obligatoire de se fier sur de la documentation qui n'était pas obligatoire lorsque cette documentation a été développée.

Au-delà de cet enjeu, il y a également un autre enjeu quant à l'adoption d'une disposition particulière basée sur la date de planification de l'installation, soit la portée de la conception. La norme FAC-011 dans ces différentes versions considère de façon générale le comportement d'un réseau à la suite de l'application du défaut triphasé à une installation. Or, il importe de comprendre que ce n'est pas nécessairement la conception de l'installation visée qui pourrait être problématique, mais dans certains cas, la conception du sous-réseau autour de l'installation. Ce ne sont donc pas uniquement les projets d'installation, de réfection et d'entretiens majeurs de l'installation qui sont pertinents dans la norme FAC-011-X, mais la norme tient également compte des éléments voisins à proximité de l'installation visée. Ainsi, pour les fins de l'application et de la surveillance, cette disposition est inadéquate pour la fiabilité.

Au surplus, rappelons que l'intention de la disposition particulière était de maintenir le statu quo, soit de geler la méthodologie du calcul de limites d'exploitation dans le temps à la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur<sup>1</sup>. Cette disposition était donc basée sur la présomption que la méthodologie utilisée par le Coordonnateur, à ce moment, et les limites associées qui sont actuellement en vigueur sur le réseau, reflétaient implicitement l'historique de conception du réseau du Québec. Or, cela présume que l'application de la méthodologie du Coordonnateur était correcte au moment de fixer le statu quo. Or, un surveillant ne s'est pas prononcé là-dessus et ne se prononcerait pas sur la conformité d'un tel statu quo. En plus, lorsque le réseau évolue, le statu quo devient plus difficile à réconcilier avec le réseau. La disposition ne peut conséquemment être utilisée aux fins de la constitution d'une disposition permanente.

Pour ces raisons, le Coordonnateur a conclu que la disposition particulière maintenant le statu quo est inadéquate pour la fiabilité et notamment pour les raisons énoncées ci-devant, la disposition temporaire proposée en référence est inadmissible comme disposition permanente.

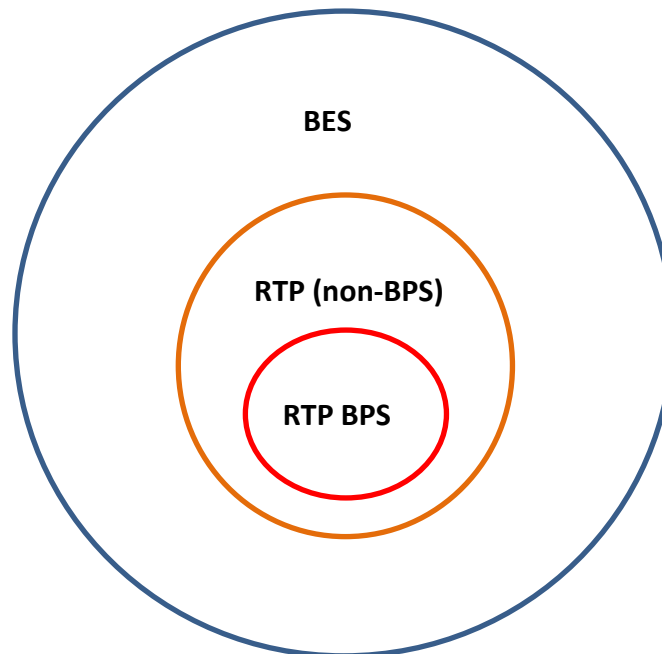
Ensuite, relativement à la proposition de modalité permanente, le Coordonnateur est d'avis que cette proposition est en adéquation avec le contexte réglementaire entourant l'étude et l'adoption de la norme FAC-011 par la Régie.

---

<sup>1</sup> En fait, l'interprétation de la méthodologie « actuelle » est également problématique parce que ce moment peut être interprété comme le moment que le Coordonnateur a demandé la disposition, le moment où la Régie a initialement accordé la disposition, les moments où la Régie a accordé sa première extension et seconde extension ou à d'autres moments.

Tel que prévu dans le dossier R-3944-2015, conformément à la demande de la Régie, le Coordonnateur a proposé une disposition particulière permanente pour la norme. Cette disposition permanente prévoit une délimitation de 230kV pour le RTP. Ce critère desserre adéquatement la fiabilité et sa portée peut être évaluée facilement par le Coordonnateur, par les entités, mais également par les surveillants.

Dans un souci de clarté, le Coordonnateur rappelle la relation entre les installations RTP et « Bulk » (ou BPS au sens du NPCC). Le RTP inclut actuellement les installations « Bulk », dit RTP Bulk, et les installations RTP qui ne sont pas « Bulk », soit le RTP non-Bulk, tel que décrit dans le diagramme de Vennes suivant :



Tel qu'indiqué à la réponse aux engagements<sup>2</sup> la proposition permanente du Coordonnateur prévoit un allègement pour les installations de moins de 230 kV pendant 10 ans. Par conséquent, la norme FAC-011-3, suivant le délai de 10 ans, visera l'ensemble du RTP et donc, inclura les éléments RTP non-BPS. Ces derniers sont donc valablement pris en compte via la proposition permanente du Coordonnateur.

Ainsi, le Coordonnateur confirme que la disposition particulière permanente déposée à la Régie est cohérente avec l'ensemble du dossier R-3944-2015, incluant le paragraphe 113 de la décision D-2017-110, mais est également cohérente avec le dossier en révision qui en a découlé, soit le dossier R-4015-2017, dans lequel la formation en révision invalide et déclare nulles entre autres les conclusions énoncées aux paragraphes 110, 111, 112 et

<sup>2</sup> [HQCF-12, document 1](#). Réponses aux engagements R10.2.

123 en ce qui a trait à la FAC-011-2, qui prévoyaient notamment que son champ d'application doit être applicable au réseau BPS uniquement.

Le Coordonnateur rappelle que la disposition qu'il propose réduit la fiabilité de l'exploitation au Québec par rapport à la norme d'origine, mais dans la mesure où la Régie souhaite alléger l'application du défaut triphasé à l'entité RTA, la disposition proposée par le Coordonnateur est relativement équitable, minimise l'impact pour la fiabilité du réseau du Québec et minimise l'impact pour les entités du Québec.

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0018](#), p. 10;
  - (ii) Pièce [C-RTA-0022](#), p. 9;
  - (iii) Pièce [C-RTA-0022](#), p. 16;
  - (iv) Décision [D-2020-067](#), p. 14 à 19.

**Préambule :**

- (i) « **7 Avis du Coordonnateur sur la modalité d'application**

*Le Coordonnateur continue d'appuyer la pertinence de l'ACDT 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.*

*Néanmoins, si la Régie souhaite alléger l'impact de l'ACDT au réseau du Québec, le Coordonnateur est d'avis que la modalité d'application proposée :*

[...]

- *réduit l'impact sur l'entité RTA*

[...] »

- (ii) « 53. [...] 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.

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. »

(iii) « 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 révisée, 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; ».

(iv) « [42] Comme corollaire à l'adoption de la norme COM-001-3, le Coordonnateur demande à la Régie d'adopter l'ajout au Glossaire des termes [« Reliable Operation » et « Bulk Power System »].

[43] En réponse à un engagement souscrit en séance de travail, le Coordonnateur précise que ces termes sont plutôt associés au projet 2015-04 de la NERC. [...].

[...]

[55] Bien que le plan de mise en œuvre de la NERC relatif au projet d'harmonisation des termes 2015-04 vise la révision de 26 termes du Glossaire de la NERC, le Coordonnateur justifie n'en avoir retenu que deux [...], étant donné leur utilisation dans les normes déposées pour adoption au présent dossier.

[56] La Régie soulève une inconsistance dans cette justification du Coordonnateur. En effet, elle note que le terme « Reliable Operation » est utilisé à la norme COM-001-3 et que le terme « Bulk Power System » est utilisé à la norme FAC-003-4. Or, 12 autres termes du projet 2015-04 de la NERC sont aussi utilisés aux normes déposées pour adoption au présent dossier, tel que présenté au tableau suivant.

[...]

[59] De plus, la Régie observe que le Coordonnateur envisage déposer pour adoption les termes restants du projet 2015-04 de la NERC, selon les priorités d'adoption des normes ou, si besoin est, lors d'un projet de révision complète du Glossaire.

[60] La Régie est d'avis qu'il n'est pas souhaitable de continuer de traiter à la pièce les changements d'un projet cohérent en soi, même en raison du potentiel risque d'erreurs.

[61] Ainsi, la Régie s'attend à ce que le Coordonnateur traite en priorité du projet 2015-04 de la NERC et qu'il dépose à la Régie, en suivi de la présente décision, un projet traitant des modifications restantes au Glossaire issues de ce projet de la NERC, dans les meilleurs délais. »

**Demandes :**

2.1 Veuillez préciser à quel moment le Coordonnateur entend traiter des termes du projet 2015-04 de la NERC dont l'ajout au Glossaire n'a pas encore été examiné par la Régie, notamment, le terme « *Reliability standard* » (référence (iv)).

**R2.1**

**Le Coordonnateur entend déposer à la Régie un projet de refonte du Glossaire en traitant notamment des termes du projet 2015-04 au début de l'année 2021. Ce dépôt tiendra compte de l'ajout par la NERC du terme « Reliability Standard ».**

- 2.2 Dans l'éventualité où la Régie rendrait les ordonnances proposées par RTA à la référence (iii), veuillez indiquer si les entités visées par les normes FAC-010-3 et FAC-011-3 seraient tenues d'appliquer ou non le critère de défaut triphasé, tel que stipulé dans l'exigence E2.2.1 de ces normes, lorsque cette application mène à une augmentation de la capacité de leurs installations existantes, à la construction des réseaux de transport ou à l'ajout de production. Veuillez élaborer.

**R2.2**

Tout d'abord, le Coordonnateur est d'avis que les ordonnances proposées par RTA relatives aux définitions et au Glossaire débordent du cadre du présent dossier. Ce type de modification au Glossaire bénéficierait d'une consultation publique et comme le Coordonnateur a indiqué à la réponse 2.1, il prévoit déjà le dépôt d'une refonte du Glossaire au début 2021. Par conséquent, il considère que la Régie devrait refuser la demande de RTA relatif à ces ordonnances au présent dossier.

Ensuite, le Coordonnateur est d'avis que le terme de la NERC est approprié pour le Québec et entend le proposer ainsi dans le projet de refonte du Glossaire. L'entité RTA n'a pas justifié en quoi que sa version était plus adéquate que celle de la NERC et elle n'a pas fait l'objet d'une consultation publique ou d'une étude approfondie.

Finalement, les ordonnances proposées par l'entité RTA pour l'adoption d'une version modifiée du terme de la NERC « Reliability standard » ne modifie en rien l'application des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 pour les entités visées du Québec et ne sont pas utiles ou bénéfiques pour la fiabilité.

En effet, le Coordonnateur confirme que les normes n'obligent pas les entités visées à agrandir leurs installations existantes ou à construire de nouvelles installations pour s'y conformer. Bien qu'une entité visée puisse choisir une telle avenue, il existe des avenues alternatives pour se conformer aux normes, notamment des alternatives opérationnelles. Les normes de manière générale tendent à prescrire les objectifs de fiabilité visés et non le moyen qu'une entité doit choisir pour y arriver.

Dans le cas présent, l'application du critère de défaut triphasé tel que prévu par la norme FAC-011-3 avec la disposition particulière permanente proposée n'implique pas d'investissement significatif pour les entités du Québec. Tel que détaillé dans le complément de preuve déposé par le Coordonnateur à la pièce HQCF-4, document 1, l'impact sur l'entité RTA de l'application de ce critère avec la disposition proposée serait une réduction mineure de limites de transits du réseau RTA vers le réseau d'Hydro-Québec. Ainsi, l'unique impact aurait lieu lorsque le réseau de RTA est en période d'exportation importante soit une réduction mineure de limite d'exportation qui aurait vraisemblablement un impact financier mineur. Si l'entité RTA souhaitait éviter cette

**diminution mineure de limites de transits, d'autres options s'offriraient à elle, dont des modifications aux pratiques d'exploitation du réseau RTA.**

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0070](#), p. 7, réponse à l'engagement 10.2 ;
  - (ii) Pièces [C-RTA-0017](#), p. 13 et 14, réponse à l'engagement 7.6 et [C-RTA-0022](#), p. 15;
  - (iii) Pièce [B-0070](#), p. 7 à 9, réponse à l'engagement 11 ;
  - (iv) Pièce [B-0018](#), p. 9;
  - (v) Pièce [B-0018](#), p. 5;
  - (vi) Pièce [C-RTA-0022](#), p. 10 et 11;
  - (vii) Registre des entités visées par les normes de fiabilité. [Déposé le 31 juillet 2020](#), p. 4 et 11.

**Préambule :**

(i) Le Coordonnateur propose d'inclure, à l'annexe Québec des normes pour adoption FAC-010-3 et FAC-011-3, une modalité d'application du critère de défaut triphasé qui se lit comme suit :

*« L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf, dans les 10 ans suivant l'entrée en vigueur de la norme, pour les installations du RTP de moins de 230kV qui n'ont pas connu de modification substantielle après la date d'entrée en vigueur de la norme 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. » [nous soulignons]*

(ii) RTA propose une modalité d'application du critère de défaut triphasé distincte de celle proposée par le Coordonnateur à la référence (ii), laquelle lui permettrait de gérer les risques de façon acceptable pour ses opérations. La proposition est la suivante :

- Maintenir la disposition particulière proposée par le Coordonnateur (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 10 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 230kV qui n'ont*

*pas connu de modification substantielle après le 1<sup>er</sup> 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. »*

- Basé sur la vie résiduelle des équipements concernés et sur l'échéance de ses engagements contractuels, l'horizon de temps raisonnable pour RTA serait de 25 ans pour le maintien de cette seconde disposition particulière applicable aux PVI.

(iii) Le Coordonnateur indique ne pas appuyer la proposition de RTA applicable aux PVI à la référence (ii), pour les motifs suivants :

«

- *La proposition est inéquitable pour les entités non PVI ayant des installations RTP qui ne respecteraient pas le critère de défaut triphasé.*
- *La proposition n'a pas d'échéance permettant aux entités PVI de ne pas respecter le critère de défaut triphasé ad vitam aeternamen évitant des modifications significatives à leurs installations et ceci en allant à l'encontre des intérêts de fiabilité du RTP.*
- *La proposition exempte les installations des entités PVI de plus de 230kV, et non celles de moins de 230kV comme proposé par le Coordonnateur, soit celles qui pourraient impacter le plus la fiabilité du RTP.*
- *L'identification d'une entité en tant que PVI se fonde sur la distinction selon laquelle la production d'une entité est consommée par celle-ci pour ses besoins industriels. Or, ceci n'est pas le cas lorsque RTA exporte de l'énergie vers le réseau d'Hydro-Québec, comme précisé dans l'exemple fourni en complément de preuve, où l'enjeu du respect du critère de défaut triphasé existe.*

*La première proposition de l'entité RTA confirme que la modalité proposée initialement par le Coordonnateur avec une délimitation de 230kV est adéquate. Le Coordonnateur s'en remet à la Régie quant à échéance compte tenu des propositions faites de part et d'autre allant de 10 à 15 ans. » [nous soulignons]*

(iv) Le Coordonnateur indique que le seuil de tension retenu à la modalité de la référence (i) reflète un compromis entre le nombre d'installations du RTP exclues (32 %) et l'impact pour RTA. Le Tableau 5 résume ce compromis. En effet, le seuil de 161 kV n'aurait permis aucun allègement pour l'entité RTA puisque toutes les lignes pertinentes de cette entité sont d'une tension de 161 kV et plus et seraient visées par l'application du critère de défaut triphasé. Un seuil de tension de 450 kV aurait éliminé l'impact pour RTA en excluant ses deux lignes de tension de plus de 230 kV de l'application du critère de défaut triphasé. Par contre, ce dernier seuil aurait également exclu 76 % des installations RTP, ce qui serait plus nuisible à la fiabilité du RTP que le 32 % des installations RTP exclues par le seuil de 230 kV.

Tableau 5: Installations exclues pour différents seuils de tension dans la modalité d'application

Seuil de tension	Installations RTP exclues	
	Nb	% du RTP
450 kV	421	76
345 kV	418	75
230 kV	251	32
161 kV	182	27

(v) « Toutefois, l'analyse des limites d'exploitation a révélé que les limites les plus spécifiques, les plus probantes et les plus impactées par l'ACDT, sont les limites entre le réseau d'HQT et le réseau de RTA, désignées dans leur ensemble comme la « Limite Alcan ». Ce sont ces limites qui ont été explorées plus en détail au présent document. [...] »

(vi) « 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) :

« 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. »

(vii) Le Registre des entités visées présente, à la page 11, les fonctions de certaines entités visées. Pour Rio Tinto Alcan (RTA), ce Registre indique les fonctions TO, GOP, GO et DP. Dans une note, il est indiqué pour cette entité : « installations de production à vocation industrielle (PVI) ». À la page 4 du Registre, il est indiqué que PVI signifie « Propriétaire d'installation de production à vocation industrielle » [nous soulignons].

## **Demandes :**

3.1 La Régie note que le Coordonnateur propose à la référence (i), une exception dans l'application de l'exigence E2.2.1 des normes FAC-010-3 et FAC-011-3, couvrant les installations RTP de « moins de 230kV » et que RTA propose, notamment, le maintien de cette exception, mais en faisant référence aux installations RTP de « 230 kV et moins ». La Régie note également à la référence (iii) que le Coordonnateur indique « [la deuxième partie

de la modalité d'application proposée par RTA] *exempte les installations des entités PVI de plus de 230 kV, et non celles de moins de 230 kV comme proposé par le Coordonnateur* ». Enfin, à la référence (iv), le Coordonnateur indique que 32 % des installations RTP seraient exclues par le seuil de 230 kV retenu à la référence (i).

- 3.1.1 Veuillez confirmer que les installations RTP ayant une tension égale à 230 kV ont été comptabilisées parmi le 32 % des installations RTP exclues par le « seuil de 230 kV » (références (i) et (iv)). Sinon, veuillez expliquer.

**R3.1.1**

**Tel qu'indiqué dans le texte de la référence (iv), chaque rangée indique un seuil qui serait précisé dans la disposition proposée par le Coordonnateur. Par exemple, le texte dit que si le seuil avait été fixé à 161 kV dans la disposition, les lignes de 161 kV de l'entité RTA n'auraient eu aucun allègement. La même interprétation s'applique pour les autres lignes, y compris la rangée 230 kV. Donc, le 32% de la rangée 230 kV n'inclut pas les installations de 230 kV.**

- 3.1.2 Veuillez confirmer que selon la référence (i), les installations RTP ayant une tension égale à 230 kV sont tenues d'appliquer l'exigence E2.2.1, telle que stipulée dans les normes FAC-010-3 et FAC-011-3. Sinon, veuillez réviser la codification de la proposition à la référence (i).

**R3.1.2**

**Le Coordonnateur confirme qu'avec la codification qu'il propose des installations RTP ayant une tension de 230kV sont tenues d'appliquer l'exigence E.2.2.1.**

- 3.2 Veuillez expliquer pourquoi RTA n'a pas le statut PVI lorsqu'elle exporte de l'énergie (référence (iii)). Veuillez également indiquer et justifier quel serait alors le statut de RTA dans cette situation, en tenant compte des fonctions de la NERC. Veuillez tenir compte dans votre réponse de la position de RTA à la référence (vi) et de la référence (vii).

**R3.2**

**Au paragraphe 634 de sa décision D-2015-059, la Régie retient qu'un PVI utilise ses installations de production « presque exclusivement utilisées » pour l'alimentation de ses propres charges industrielles et non pour les besoins d'autres « consommateurs finaux ».**

**La Régie reconnaît qu'il y a une distinction entre le cas où des charges industrielles sont alimentées par le PVI et le cas où elles ne le sont pas. Ainsi, lorsque le PVI exporte de la production, il ne peut pas se prévaloir du statut de PVI pour la production exportée. Le statut PVI est distinct des fonctions NERC remplies par l'entité en ce sens que les**

fonctions remplies par l'entité continuent à s'appliquer tel qu'indiqué au Registre. Dans le cas de RTA, l'entité est enregistrée TO, GOP, GO et DP. Lorsque l'entité RTA exporte de l'énergie, elle remplit notamment, pour sa production exportée, les fonctions visées de GO/GOP.

Le Coordonnateur rappelle que le statut de PVI a été accordé à l'entité RTA dans le dossier R-3699-2009, afin de protéger certaines données d'exploitation que l'entité RTA ne souhaitait pas partager avec le Coordonnateur. Le présent dossier ne concerne pas les données d'exploitation de l'entité RTA et se distingue donc de ce contexte. La désignation PVI n'est pas pertinente dans le présent dossier aux fins des enjeux étudiés.

De plus, soulignons que depuis 2009, la NERC a encadré la définition d'un producteur à vocation industrielle dans sa définition du « Bulk Electric System ». Ainsi, des installations de production qui fournissent moins de 75 MVA pendant toutes les heures de l'année<sup>3</sup> au réseau peuvent être exemptées de l'application des normes de fiabilité, ce qui n'est pas le cas pour RTA, puisqu'elle dépasse largement ce seuil de 75MVA pendant plusieurs heures chaque année. Il est à noter que dans certains cas, lorsque l'entité RTA exporte de l'énergie, sa production acheminée vers le réseau d'Hydro-Québec peut excéder la production fournie par un grand nombre de centrales RTP appartenant à l'ensemble des producteurs du Québec. En occurrence, il est parfois le second plus important producteur au Québec. Exempter l'entité RTA des obligations d'un GO/GOP de respecter l'application du défaut triphasé lorsqu'il est exportateur serait inéquitable pour l'ensemble des producteurs du Québec et n'est surtout pas justifié eu égard aux critères applicables.

Quant aux arguments de l'entité RTA pour motiver ce qui précède, le Coordonnateur est d'avis qu'ils sont erronés. L'entité RTA indique qu'il demeure PVI quelle que soit la direction du transit entre son réseau et celui d'Hydro-Québec parce que *« 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. »*

Or, dans le cadre du régime obligatoire des normes de fiabilité instauré au Québec, les obligations contractuelles de l'entité RTA ne sont d'aucune utilité pour déterminer l'assujettissement de l'entité et ne sont aucunement pertinentes à la détermination de l'impact de celle-ci sur le réseau du Québec.

---

<sup>3</sup> Plus précisément, une entité PVI en Amérique du Nord doit pouvoir démontrer que pendant les deux dernières années, elle n'a jamais dépassé 75 MVA de production nette vers le réseau sur une base horaire, c'est-à-dire, pour chacune de toutes les heures de cette période. Bien que la démonstration s'appuie sur l'historique, il va de soi que toute modification de la production de l'entité qui ferait en sorte de dépasser 75 MVA pour une heure obligerait l'enregistrement subséquent de l'entité pour une période d'au moins deux ans.



L'entité RTA critique également le complément preuve à plusieurs égards. Certaines de ces critiques sont traitées dans la réponse 1.1 à la DDR 2. Une critique pertinente ici est que RTA considère que le Coordonnateur n'aurait pas justifié l'absence d'impact de l'application du critère de défaut triphasé lorsque le réseau RTA est en importation. Le Coordonnateur souligne que l'entité RTA demande au Coordonnateur de justifier cette absence d'impact sans fournir aucune raison ou motif pour douter de son jugement. Le Coordonnateur rappelle qu'il est reconnu par la Régie comme l'expert des normes de fiabilité et il est l'entité visée par la norme FAC-011-3.

Or, tel que décrit plus longuement dans la réponse à la demande de renseignement 2 au présent dossier, lorsque RTA agit seulement en tant que PVI, le réseau de RTA est en importation. En importation, un défaut triphasé sur les lignes d'interconnexion avec le réseau HQT ne cause pas de difficulté particulière pour le réseau de RTA et donc pas de difficulté particulière à cet égard pour le réseau RTP du Québec.

Quand RTA est en exportation vers le réseau d'HQT et qu'il agit, en partie comme GO/GOP, ses installations sont plus vulnérables à un défaut triphasé sur la ligne d'interconnexion à 300 kV et plus.

La norme FAC-011 oblige le Coordonnateur à considérer non pas l'impact d'un défaut triphasé sur l'entité RTA, mais bien l'impact sur le réseau du Québec, et c'est d'ailleurs ce qui devrait être considéré par la Régie. La réponse 1.1 de la seconde demande de renseignements au Coordonnateur de la Régie traite plus amplement de ce point, notamment, que le défaut triphasé pourrait causer des impacts dans le réseau RTA créant ainsi des impacts sur l'ensemble du réseau du Québec.

- 3.3 Considérant que les limites d'exploitation les plus spécifiques, les plus probantes et les plus impactées par l'application du critère de défaut triphasé sont les limites entre le réseau d'HQT et le réseau de RTA et que RTA est la seule entité inscrite en tant que PVI au Registre des entités visées (référence (vii)), veuillez expliquer pourquoi la proposition de RTA serait inéquitable pour les entités non PVI ayant des installations RTP qui ne respecteraient pas le critère de défaut triphasé.

### **R3.3**

**Le Coordonnateur souligne que la norme FAC-011-3 proposée vise toutes les installations du RTP, avec une délimitation en tension pour son application.**

Tel que mentionné à la réponse précédente, l'application du critère de défaut triphasé n'a un impact sur l'entité RTA que lorsque son réseau exporte d'importantes quantités d'énergie vers le réseau d'Hydro-Québec. Dans ce cas, elle n'agit pas juste en tant que

PVI, mais également en tant que GO/GOP et elle est le second plus important producteur au Québec.

Or, les autres producteurs doivent respecter l'application du critère de défaut triphasé et le respectent. Plusieurs de ces producteurs pourraient potentiellement bénéficier de limites plus élevées si le critère de défaut triphasé était remplacé par un critère allégé. Aussi, advenant qu'ils ne soient pas conformes au critère, ils seraient susceptibles de payer des amendes et de mettre en place des plans correctifs.

L'iniquité décrite par le Coordonnateur varie selon la différence entre l'exemption accordée à l'entité RTA et le traitement accordé aux autres entités. À des fins de clarification, le Coordonnateur soumet le tableau suivant :

	Traitement RTA	Traitement des entités autres que RTA	Équité
Proposition du Coordonnateur	Allègement pour les installations à moins de 230 KV	Allègement pour les installations à moins de 230 KV	Le plus équitable, puisque l'ensemble des producteurs à 230 KV et plus (y compris RTA) doivent respecter le critère et plusieurs peuvent bénéficier de l'allègement
Proposition de RTA	Allègement pour les installations à moins de 230 KV et exemption des installations à 230 kV et plus	Allègement pour les installations à moins de 230 KV	Davantage inéquitable puisque les producteurs à 230 kV et plus (sauf RTA) doivent respecter l'application du défaut triphasé.
Proposition hybride <sup>4</sup>	Allègement pour les installations à moins de 230 KV et exemption des installations à 230 kV et plus	Aucun allègement.	Le plus inéquitable puisque l'ensemble des producteurs sauf RTA doivent respecter le critère de défaut triphasé.

<sup>4</sup> Le Coordonnateur a déposé sa proposition parce que la Régie souhaite un allègement pour l'entité RTA et le Coordonnateur doit proposer une solution équitable. Faisant abstraction de l'équité, la meilleure solution pour la fiabilité serait d'assujettir l'ensemble des installations moins de 230 kV et de n'alléger l'application de la norme que pour l'entité RTA. Voir aussi la réponse 3.4 sur les codifications possibles qui évalue une codification en ce sens.

3.4 Considérant les références (i) à (iii), (v) et (vi) et votre réponse à la question 1.1, veuillez expliquer si la formulation de la modalité d'application du critère de défaut triphasé suivante pourrait être une alternative envisageable permettant à RTA de gérer les risques pour ses opérations de façon acceptable et au Coordonnateur d'assurer une opération fiable du réseau :

« *L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf dans les deux cas suivants :*

- *dans les 15 ans suivant l'entrée en vigueur de la norme, pour les installations du RTP non-Bulk de moins de 230 kV qui n'ont pas connu de modification substantielle après la date d'entrée en vigueur de la norme; et*
- *dans les 25 ans suivant l'entrée en vigueur de la norme, pour les PVI dont les installations de 230 kV et plus n'ont pas été conçues pour l'application du critère du défaut triphasé.*

*Pour ces deux cas, 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. » [nous soulignons]*

#### **R3.4**

**Le Coordonnateur considère que l'affirmation de l'entité RTA relative à ces « risques » d'exploitation n'est pas démontrée de façon probante et qu'elle est par ailleurs peu pertinente au présent débat.**

**Aussi, il est évident que le législateur en mettant en place un régime obligatoire de normes de fiabilité savait qu'il pourrait y avoir des impacts sur les entités visées, la seule démonstration de l'existence d'un impact ne peut donc servir de justificatif valable pour exiger un allègement.**

**Le complément de preuve indique que l'impact sur les limites d'exploitation est mineur toutefois, le Coordonnateur n'a pas encore obtenu l'accès aux pièces confidentielles détaillant l'impact selon RTA et pourra possiblement en audience émettre des commentaires supplémentaires à ce sujet à la lumière des informations contenues à ces pièces.**

Quant aux risques sur les opérations de l'entité RTA, puisqu'elle n'est pas enregistrée TOP au sens de la NERC dans le régime du Québec actuellement, elle peut effectivement gérer les risques de son réseau comme elle le souhaite. RTA pourrait ainsi accepter le risque de perdre son réseau en cascade à la suite d'un défaut triphasé. Le Coordonnateur rappelle que le critère de défaut triphasé est un critère parapluie qui assure une robustesse pas juste au défaut triphasé, mais également à d'autres défauts plus complexes, par exemple des défauts évolutifs, des défauts biphasés, des défauts simultanés à la terre, etc.

Encore une fois, le Coordonnateur réitère que la norme FAC-011-3 ne requiert pas nécessairement que le réseau de RTA soit stable après un défaut triphasé, mais bien que le réseau RTP du Québec soit stable après un défaut triphasé. Notamment, les centrales de RTA sont RTP et le réseau RTA est raccordé au réseau RTP d'HQT. Il serait donc inacceptable pour la fiabilité, pour les raisons énoncées à la réponse 3.1 et également à la réponse 1.1 de la seconde DDR d'exempter les installations de 300 kV et plus de l'entité RTA. Tel que présenté à la réponse 1.1 de la seconde DDR, l'application du critère de défaut triphasé au niveau de tension 230 kV à 300 kV pour l'entité RTA est sans impact.

Quant aux libellés proposés par l'entité RTA, le Coordonnateur ne l'appuie pas. Il rappelle que l'idéal pour la fiabilité est que la norme s'applique sans disposition particulière à l'ensemble du réseau RTP, comme le fait le reste du Canada et les États-Unis.

Puisque la Régie souhaite un allègement pour l'entité RTA, le Coordonnateur a proposé un allègement qui assure un minimum de fiabilité, qui est équitable envers les entités visées et qui peut concrètement s'appliquer.

La proposition de l'entité RTA pour les installations de 230 kV et plus s'appuie sur la conception des installations. Or, tel que décrit amplement, dans notre dépôt initial, dans la première DDR à la réponse 3.1 de la présente, appuyer une disposition particulière sur la conception d'une installation n'est pas souhaitable dans un contexte obligatoire et plus spécifiquement, n'est pas pertinent à la présente problématique. Que l'installation soit conçue ou non pour résister un défaut triphasé, la norme exige une stabilité du réseau et non de l'installation.

De plus, par son texte, la modification n'atteint pas l'objectif que RTA semble préconiser. Le Coordonnateur comprend que l'entité RTA souhaite conserver la limite d'exportation de son réseau vers le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie au présent niveau, donc éviter la diminution mineure de cette limite dans la proposition du Coordonnateur. Or, le Coordonnateur est d'avis que le texte que RTA propose ne permettrait pas de conserver cette limite.

En effet, l'entité RTA n'agit pas en tant que PVI lorsqu'elle exporte vers le réseau d'Hydro-Québec, l'ajout de la notion de PVI n'est donc d'aucune aide. Cette modification serait inutile vu qu'elle ne vise aucune installation.

Par ailleurs, même en suivant la thèse erronée de RTA à l'effet qu'elle serait PVI lorsqu'elle exporte de son réseau vers le réseau d'Hydro-Québec et en supposant que la Régie construisait un modèle réglementaire permettant la référence à la conception passée d'installations, la disposition proposée par l'entité RTA ne donnerait quand même pas le résultat qu'elle souhaite.

En effet, elle demeure problématique pour l'entité RTA, notamment, parce que la limite qui préoccupe RTA n'est pas sur une installation de RTA, mais bien sur une installation d'Hydro-Québec TransÉnergie.

En fait, même si les notions de planification et de PVI étaient évacuées, le texte suppose que les installations appartenant à RTA bénéficient d'un allègement. L'interprétation alternative – qu'il y aurait allègement du critère de défaut triphasé sur des installations autres que ceux dont la conception est mentionnée à la disposition – n'est pas soutenable. Le Coordonnateur ne pourrait valablement défendre cette interprétation au NPCC surveillant.

Aux fins de l'exercice théorique initiée dans la présente DDR, le Coordonnateur indique que le libellé le plus approprié aux fins des objectifs de l'entité RTA serait le suivant :

*« dans les 25 ans suivant l'entrée en vigueur de la norme, les limites d'exportation du réseau RTA vers le réseau HQT doivent tenir compte d'un défaut biphasé sur les lignes d'interconnexion de plus de 230 kV appartenant à HQT au lieu d'un défaut triphasé » PVI dont les installations de 230 kV et plus n'ont pas été conçues pour l'application du critère du défaut triphasé. »*

Or, le Coordonnateur ne pourrait valablement appuyer cette clause puisqu'elle est inadéquate pour la fiabilité et inéquitable envers les autres entités du Québec pour les raisons déjà exprimées.

Quant aux modifications proposées à la disposition particulière touchant les installations de 230 kV et moins, l'entité RTA propose un délai de quinze ans au lieu de dix ans et propose aussi de limiter l'exemption aux installations RTP non-BPS. Pour ce qui est du délai, les réseaux canadiens et états-uniens respectent le critère de défaut triphasé depuis l'entrée en vigueur de la norme FAC-011 depuis 2008 à 2009 selon le territoire. L'objectif du Coordonnateur est que le réseau du Québec respecte le même critère de fiabilité que les autres réseaux de l'Amérique du Nord. Plus le délai est court, plus la fiabilité du réseau est assurée. Quand la Régie adopte la norme avec cette disposition et qu'elle concilie la fiabilité et l'impact, elle décide ainsi d'accepter une part de risques sur

la fiabilité du réseau du Québec. Le Coordonnateur a ainsi mentionné qu'il s'en remettait à la Régie quant à la nécessité d'accorder un délai de quinze ans pour l'entrée en vigueur de la norme.

Pour ce qui est de limiter l'exemption aux installations non-BPS le Coordonnateur mentionne qu'en général, il souhaite éviter l'inclusion de terme BPS dans ses dispositions particulières parce que cela ne s'inscrit pas dans son orientation générale. Cependant, dans ce cas d'espèce, cet ajout aurait comme conséquence de réduire le nombre d'éléments pour lesquels le critère de défaut triphasé est allégé, ce qui serait donc bon pour la fiabilité. Le Coordonnateur n'est donc pas en désaccord avec cette modification, mais ne voit toutefois pas l'intérêt de proposer une telle codification à ce stade.

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0064](#), Norme FAC-010-3 p. 1 et Norme FAC-011-3, p.1;
  - (ii) Pièce [B-0064](#), Norme FAC-011-3, p. 4 à 6;
  - (iii) Pièce [B-0064](#), Annexe Québec de la Norme FAC-010-3 p. QC-1 et Annexe Québec de la Norme FAC-011-3, p. QC-1;
  - (iv) Pièce [B-0064](#), Annexe Québec de la Norme FAC-011-3, p. QC-1 et QC-2;
  - (v) Pièce [A-0035](#), engagement 1, p. 1;
  - (vi) Dossier R-4123-2020, pièce [B-0017](#), réponse à la question 7, p. 15 et 16.

**Préambule :**

- (i) Les sections A.4 et B des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 se lisent, respectivement, comme suit :

« **A. Introduction**

[...]

**4. Applicabilité :**

**4.1.** [« Responsable de la planification » pour la norme FAC-010-3 et « Coordonnateur de la fiabilité » pour la norme FAC-011-3] »

« **B. Exigences**

[...]

**E.2.** *La méthode [...] doit [...] permettre au BES de fonctionner conformément à ce qui suit :*

**E.2.1.** [...] *le BES doit être stable [...] l'état du BES considéré doit être celui où il fonctionne [...].*

**E.2.2.** [...].

[...] » [nous soulignons]

(ii) La sections D.3 de la norme FAC-011-3 se lit comme suit :

« **D. Conformité**  
[...]

**3. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) :**

<b>Exigence</b>	<b>faible</b>	<b>Modéré</b>	<b>Élevé</b>	<b>Critique</b>
<i>E1</i>	[...]	[...]	[...]	[...]
<i>E2</i>	<i>La méthode [...] prescrit que les SOL soient définies de façon que le <u>BES</u> fonctionne normalement suivant une contingence simple, mais elle ne le fait pas pour l'état de précontingence (E2.1).</i>	<i>Sans objet</i>	<i>La méthode [...] prescrit que les SOL soient définies de façon que le <u>BES</u> fonctionne normalement en état de précontingence, mais elle ne le fait pas en cas de contingence simple (E2.2-E2.4).</i>	<i>La méthode [...] ne prescrit pas que les SOL soient définies de façon que le <u>BES</u> fonctionne normalement en état de précontingence, et elle ne le fait pas non plus en cas de contingence simple (E2.1-E2.4).</i>

» [nous soulignons]

(iii) Les sections A.4 et B de l'annexe Québec des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 se lisent, respectivement, comme suit :

« **A. Introduction**  
[...]

**4. Applicabilité :**

*Les installations visées par cette norme sont les installations du réseau de transport principal (RTP). »*

« **B. Exigences**

**Disposition particulière applicable à l'exigence E2.2.1 :**

*L'exigence E2.2.1 s'applique [...]. »*

(iv) La sections D.3 de l'annexe Québec de la norme FAC-011-3 se lit comme suit :

« **D. Conformité**  
[...]

**3. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) :**

Toutes les occurrences du terme « BES » sont remplacées par « RTP ». » [nous soulignons]

(v) Le Coordonnateur souscrit à l'engagement suivant, à soumettre le 12 novembre 2020 :

« Le Coordonnateur s'engage à déposer les annexes Québec des normes FAC-010-3, FAC-011-3 et PRC-024-2 en prévoyant une sous-section « 4.1 Fonctions », pour laquelle il n'y aura aucune disposition particulière et, le cas échéant, une autre sous-section « 4.2 installations ».

(vi) Le Coordonnateur répond à une demande de renseignements relative à la norme TPL-007-3 comme suit :

**« Demandes :**

*7.1 La Régie note la présence de références au champ d'application « BES » dans le cadre des mesures M5, M6, M9 et M10 (référence (ii)). Veuillez expliquer pourquoi une disposition particulière pour indiquer le remplacement du terme « BES » par « RTP » n'est pas requise pour les mesures M5, M6, M9 et M10 tandis qu'elle est requise dans le cadre des exigences E5, E6, E9 et E10 (référence (iii)).*

**R7.1**

**La disposition particulière sera modifiée pour inclure les mesures et se lira de la façon suivante : « Dans les exigences E5, E6, E9 et E10, ainsi que dans les mesures M5, M6, M9 et M10 remplacer « BES » par « RTP ». » Cette correction sera effectuée dans les versions française et anglaise.**

**Demandes :**

4.1 Veuillez justifier qu'aucune disposition particulière relative aux occurrences du terme *BES* employé par la NERC dans les normes FAC-010-3 et FAC-011-3, n'est prévue à la section « B. Exigences » de l'annexe Québec de ces normes (références (i) et (iii)). Veuillez tenir compte dans votre réponse de la formulation de la norme et de l'annexe Québec de la norme FAC-011-3 pour la section D.3 (références (ii) et (iv)), ainsi que de la formulation de disposition particulière proposée par le Coordonnateur pour la norme TPL-007-3 à la référence (vi).

**R4.1**

**Tel que demandé par la Régie au paragraphe 91 de sa décision D-2011-068, le Coordonnateur emploie le terme BES dans le cadre générique désignant l'ensemble du BES tandis que le terme RTP réfère au contexte spécifique d'application des normes. Ainsi, bien que les exigences visent le « fonctionnement du BES » de façon générique, « l'application des normes » concerne le contexte spécifique du RTP pour la majorité des normes applicables au Québec pertinentes et applicables aux entités visées.**



Par souci de cohérence, le Coordonnateur est d'avis qu'il serait pertinent de retirer la disposition particulière dans la section « Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) », puisque ce changement ne permet que d'informer le surveillant lors d'imposition de sanctions en cas de non-conformités. Ainsi, ce changement ne serait que de forme.

Finalement, le Coordonnateur est d'avis que la réponse à l'engagement dans le dossier de la norme TPL-007-3 est purement de forme. En effet, tel qu'indiqué dans l'entête des annexes Québec, la norme et l'annexe Québec doivent être lues conjointement et ce n'est que lorsqu'il y a contradiction entre celles-ci que l'annexe Québec a préséance. Le Coordonnateur ne voit pas la nécessité pour la fiabilité de procéder à de tels changements. Le Coordonnateur rappelle que des versions précédentes de ces normes sont déjà adoptées et que ces points de forme n'ont pas fait pas l'objet d'enjeux en surveillance.

- 4.2 Veuillez expliquer, en vous référant au fonctionnement des normes (déterminé par leurs exigences), si la proposition du Coordonnateur (références (iii) à (v)) et le cas de figure suivant permettent d'obtenir le même résultat :

Normes	Cas de figure Codification hypothétique de l'Annexe Québec
FAC-010-3 et FAC-011-3	<p>« <b>A. Introduction</b> [...]</p> <p><b>4. Applicabilité :</b></p> <p>4.1. <i>Aucune disposition particulière</i> »<sup>5</sup></p> <p>« <b>B. Exigences</b></p> <p><i>Toutes les occurrences du terme « BES » sont remplacés par « RTP » dans cette section.</i></p> <p><b>Disposition particulière applicable à l'exigence E2.2.1 :</b></p> <p><i>L'exigence E2.2.1 s'applique [...]. »</i></p>
FAC-011-3	<p>« <b>D. Conformité</b> [...]</p> <p><b>3. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL) :</b></p>

<sup>5</sup> Note : dans ce cas hypothétique, la disposition particulière « *Les installations visées par cette norme sont les installations du réseau de transport principal (RTP)* » prévue par le Coordonnateur à la section A.4 (4.1), serait retirée.

	<i>Toutes les occurrences du terme « BES » sont remplacées par « RTP ».</i> <sup>6</sup>
--	--

#### **R4.2**

**La codification au cas de figure hypothétique proposée au tableau ci-dessus ne permet pas d'obtenir le même résultat que proposé par le Coordonnateur et le résultat obtenu n'est pas souhaitable pour la fiabilité. En effet, ne pas limiter le champ d'application dans « Applicabilité » ferait en sorte que les entités visées seraient responsables et tenues d'appliquer les normes au-delà du RTP, c'est-à-dire le BES<sup>7</sup>, pour s'assurer que le RTP fonctionne normalement.**

**Si la Régie procédait à ordonner ce changement, cela impliquerait un travail lourd pour le Coordonnateur et pour les planificateurs et exploitants régionaux. Notamment, l'inversion proposée par la Régie nécessite l'application de la norme à toutes les installations BES de la NERC au Québec. Évidemment, toutes les installations du réseau du Québec ont des limites calculées, mais un exploitant devra valider les obligations de la norme FAC-011 à toutes ces installations BES (100 kV et plus avec des inclusions et exclusions). Le Coordonnateur n'a pas évalué ce que cela aurait comme impact, mais ça risque d'être colossal, pas juste pour Hydro-Québec, mais pour les autres exploitants du Québec comme RTA.**

**Or, la codification proposée par le Coordonnateur vise à ce que les entités visées appliquent les normes au RTP afin que le BES, dont la portée est plus grande, fonctionne normalement.**

**Les résultats émanant du cas de figure proposé au tableau par rapport aux résultats de la proposition du Coordonnateur (et qui est actuellement en vigueur au Québec) ne sont donc pas pareils.**

---

<sup>6</sup> Note : cette disposition particulière est déjà prévue par le Coordonnateur. Aucun changement à cet égard n'est suggéré dans le cas hypothétique.

<sup>7</sup> [D-2012-091](#), « [54] La Régie est d'avis que le BES est le champ d'application par défaut des normes de la NERC. Par conséquent, à moins qu'un champ d'application spécifique au Québec ne soit codifié, c'est le champ d'application par défaut des normes de la NERC qui s'applique, soit le BES, selon la définition de la NERC. »