

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2021-078

R-4070-2018

16 juin 2021

PRÉSENTE :

Françoise Gagnon

Régisseur

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

**Décision finale sur l'adoption de la norme FAC-011-3
(norme faisant partie du Bloc 2)**

*Demande d'adoption des normes de fiabilité relative aux
automatismes de réseau et ressources de production
décentralisées*

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^e Jean-Olivier Tremblay et M^e Joelle Cardinal.

Intervenants.:

Association québécoise des producteurs d'énergie renouvelable (AQPER)

représentée par M^e Nicolas Dubé;

Rio Tinto Alcan inc. (RTA)

représentée par M^e Pierre D. Grenier.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	5
2.	DEMANDE RELATIVE À LA NORME FAC-011-3	8
2.1	Demande d'adoption.....	8
2.2	Demande de retrait.....	10
3.	ENJEU RELATIF À L'APPLICATION DU CRITÈRE DE DÉFAUT TRIPHASÉ .	11
3.1	Contexte entourant la demande relative à la norme FAC-011-3	11
3.2	Position du Coordonnateur	20
3.3	Position de RTA.....	26
3.4	Réplique du Coordonnateur	31
3.5	Modalité conjointe	36
3.6	Opinion de la Régie.....	38
4.	FORMULATION DU CHAMP D'APPLICATION À L'ANNEXE QUÉBEC DE LA NORME FAC-011-3	46
4.1	Référence au BES dans la norme FAC-011-3 de la NERC.....	46
4.2	Référence au RTP à l'annexe Québec de la norme	46
5.	ADOPTION DE LA NORME	49
5.1	Position du Coordonnateur	49
5.2	Position de RTA.....	50
5.3	Opinion de la Régie.....	50
6.	DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR DE LA NORME ET DATE DE RETRAIT DES NORMES REMPLACÉES.....	52
	DISPOSITIF	53
	ANNEXE 1	55

1. INTRODUCTION

[1] Le 21 décembre 2018, Hydro-Québec, par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau (HQCME), désignée de façon provisoire à titre de coordonnateur de la fiabilité au Québec (le Coordonnateur), en vertu des articles 31 (5°), 85.2, 85.6 et 85.7 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹, demande, entre autres, à la Régie de l'énergie (la Régie) d'adopter 11 normes de fiabilité de la *North American Electric Reliability Corporation* (la NERC) et leur annexe respective², d'abroger 10 normes de fiabilité et leurs annexes et de fixer leur date d'entrée en vigueur ou d'abrogation, le cas échéant (la Demande)³.

[2] Le Coordonnateur précise, notamment, que les normes FAC-010-3 et FAC-011-3 incluent une disposition particulière reflétant une modalité d'application relative au critère de défaut triphasé, ce qui est par ailleurs conforme à la décision D-2017-110⁴. Le 15 mars 2019, il dépose une version confidentielle⁵ et une version caviardée⁶ d'un complément de preuve portant sur cette modalité.

[3] Le 25 avril 2019, la Régie tient une rencontre préparatoire relative à l'examen de la Demande, dans ses bureaux de Montréal. Le 30 août 2019, elle rend sa décision procédurale D-2019-106⁷ à cet égard. Elle y retient, notamment, que le traitement de la Demande sera effectué selon deux blocs de normes, soit « le Bloc 1 »⁸ et le « Bloc 2 »⁹. Les normes FAC-010-3 et FAC-011-3 font partie du Bloc 2.

[4] Les 27 septembre et 9 octobre 2019, les intervenants soumettent leurs commentaires à l'égard des normes des Blocs 1¹⁰ et 2¹¹, auxquels le Coordonnateur réplique le 16 octobre 2019¹².

¹ [RLRQ, c. R-6.01](#).

² Les normes EOP-004-4, FAC-010-3, FAC-011-3, PRC-001-1.1(ii), PRC-004-5(i), PRC-005-6, PRC-012-2, PRC-019-2, PRC-023-4, PRC-024-2 et VAR-002-4.1.

³ Pièce [B-0002](#), p. 5 et 6.

⁴ Pièce [B-0002](#), p. 3, par. 17 et dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015, décision [D-2017-110](#).

⁵ Pièce [B-0017](#).

⁶ Pièce [B-0018](#).

⁷ Décision [D-2019-106](#).

⁸ 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.

⁹ Les normes FAC-010-3, FAC-011-3, PRC-004-5(i), PRC-005-6 et PRC-024-2.

¹⁰ Pièce [C-AQPER-0008](#).

¹¹ Pièces [C-AQPER-0010](#) et [C-RTA-0013](#).

¹² Pièce [B-0033](#).

[5] Le 22 juin 2020, la Régie rend sa décision procédurale D-2020-076¹³ par laquelle elle transfère l'examen d'une norme du Bloc 1 au Bloc 2 et fixe le calendrier d'examen pour les normes du Bloc 2.

[6] Le 3 juillet 2020, le Coordonnateur¹⁴ et RTA¹⁵ déposent des commentaires additionnels sur les normes du Bloc 2. Les commentaires de RTA ont trait, exclusivement, à la modalité d'application relative au critère de défaut triphasé des normes FAC-010-3 et FAC-011-3.

[7] Les discussions à ce sujet se poursuivent les 18 et 20 août 2020, dans le cadre d'une séance de travail que la Régie tient, par visioconférence, notamment avec le Coordonnateur et RTA.

[8] Les 4 et 11 septembre 2020, le Coordonnateur et RTA déposent leurs réponses aux engagements souscrits lors de cette séance de travail¹⁶.

[9] Le 8 octobre 2020, par sa décision D-2020-131¹⁷, la Régie adopte et met en vigueur l'ensemble des normes du Bloc 1 ainsi que leur annexe Québec respective, dans leurs versions française et anglaise.

[10] Le 20 octobre 2020, la Régie tient une séance de travail, par visioconférence, avec le Coordonnateur portant, notamment, sur certaines précisions relatives à la codification de la version française des normes FAC-010-3 et FAC-011-3 et de leur annexe Québec respective, à l'exception de celle retenue pour la modalité d'application du critère de défaut triphasé.

[11] Le 27 octobre 2020, RTA dépose sa preuve sur les normes du Bloc 2¹⁸ avec, à son soutien, sous pli confidentiel, une analyse de risques comportant deux annexes, en lien avec l'application du critère de défaut triphasé.

¹³ Décision [D-2020-076](#).

¹⁴ Pièce [B-0051](#).

¹⁵ Pièce [C-RTA-0015](#).

¹⁶ Pièces [C-RTA-0017](#) et [B-0070](#).

¹⁷ Décision [D-2020-131](#).

¹⁸ Pièce [C-RTA-0022](#).

[12] Le 12 novembre 2020, le Coordonnateur dépose ses réponses aux engagements souscrits lors de la séance de travail du 20 octobre 2020¹⁹.

[13] Le 13 novembre 2020, la Régie transmet deux demandes de renseignements au Coordonnateur, dont l'une sous pli confidentiel²⁰, et une autre à RTA²¹. Le Coordonnateur et RTA y répondent le 2 décembre 2020²².

[14] Le 16 novembre 2020, le Coordonnateur réamende sa Demande. Il retire sa demande d'adoption de la norme FAC-010-3 et maintient celle relative au retrait de la norme FAC-010-2.1. Pour ce retrait, il vise la date à laquelle la norme FAC-011-3 entrera en vigueur²³.

[15] Le 11 décembre 2020, dans sa décision D-2020-167²⁴, la Régie adopte et met en vigueur toutes les normes du Bloc 2²⁵, à l'exception de la norme FAC-011-3, ainsi que leur annexe Québec respective, dans leurs versions française et anglaise.

[16] Le 15 décembre 2020, dans sa décision D-2020-170²⁶, la Régie se prononce sur les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel relatives aux pièces déposées les 15 mars 2019 et 2 décembre 2020 par le Coordonnateur et le 27 octobre 2020 par RTA.

[17] Le 20 janvier 2021, la Régie tient une rencontre préparatoire, par visioconférence, avec le Coordonnateur et RTA sur certains enjeux soulevés par le Coordonnateur²⁷ relativement au traitement confidentiel retenu dans la décision D-2020-170 pour les pièces déposées par RTA le 27 octobre 2020, étant en lien avec l'application du critère de défaut triphasé prévu par la norme FAC-011-3²⁸.

¹⁹ Pièce [B-0081](#).

²⁰ Pièces A-0040 (sous pli confidentiel) et [A-0041](#).

²¹ Pièce [A-0038](#).

²² Pièces [B-0090](#), [B-0092](#) et [C-RTA-0031](#).

²³ Pièce [B-0085](#), p. 7.

²⁴ Décision [D-2020-167](#).

²⁵ Les normes PRC-004-5(i), PRC-005-6 et PRC-024-2.

²⁶ Décision [D-2020-170](#).

²⁷ Pièce [B-0103](#).

²⁸ Pièce [A-0051](#).

[18] Le 26 mars 2021, le Coordonnateur annonce qu'il est arrivé à une entente avec RTA sur une codification de modalité d'application du critère de défaut triphasé pour l'annexe Québec de la norme FAC-011-3 et dépose cette codification²⁹. Le 31 mars 2021, RTA informe la Régie qu'elle appuie formellement cette proposition³⁰.

[19] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur l'adoption et la mise en vigueur de la norme FAC-011-3 et de son annexe Québec ainsi que sur l'adoption d'une modalité d'application du critère de défaut triphasé en suivi du paragraphe 113 de la décision D-2017-110, dans leurs versions française et anglaise.

2. DEMANDE RELATIVE À LA NORME FAC-011-3

2.1 DEMANDE D'ADOPTION

[20] Le Coordonnateur demande l'adoption de la norme FAC-011-3 « *Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation* » de la NERC, approuvée par la *Federal Energy Regulatory Commission* (la FERC) ainsi que de son annexe Québec, dans leurs versions française³¹ et anglaise³².

[21] L'objectif de la norme FAC-011-3 est de donner l'assurance que les limites d'exploitation du réseau (les Limites SOL) considérées pour l'exploitation fiable du système de production-transport d'électricité (*Bulk Electric System* ou BES) sont déterminées selon une ou des méthodes bien définies³³.

²⁹ Pièces [B-0134](#), p. 1, [B-0136](#), annexe Québec de la norme FAC-011-3, p. QC-1 (version française), et [B-0137](#), annexe Québec de la norme FAC-011-3, p. QC-1 (version anglaise).

³⁰ Pièce [C-RTA-0040](#).

³¹ Pièce [B-0136](#), norme FAC-011-3.

³² Pièce [B-0137](#), norme FAC-011-3.

³³ Pièce [B-0136](#), norme FAC-011-3, p. 1.

[22] Les changements apportés par la NERC entre la norme en vigueur FAC-011-2 et la norme pour adoption FAC-011-3 sont reliés à l'utilisation unique du terme automatisme de réseau (RAS), à la suite du plan d'implémentation « *Implementation Plan for the Revised Definition of "Remedial Action Scheme"* » du projet 2010-05.2 « *Phase 2 of Protection Systems* » de la NERC³⁴.

[23] Par ailleurs, l'exigence E2 de la norme FAC-011-3 et ses composantes se lisent comme suit :

« E2. La méthode du coordonnateur de la fiabilité doit spécifier que les SOL définies doivent permettre au BES de fonctionner conformément à ce qui suit :

E2.1. [...]

E2.2. *À la suite des contingences simples [note de bas de page omise] définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3, le réseau doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les installations doivent fonctionner selon leurs caractéristiques assignées sans dépassement de leurs limites thermiques et de leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire de déclenchements en cascade ou de séparation fortuite du réseau.*

E2.2.1. *Défaut monophasé à la terre ou défaut triphasé (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.*

E.2.2.2. [...]

E.2.2.3. [...] »³⁵. [nous soulignons]

[24] L'annexe Québec de la norme FAC-011-3 inclut une disposition particulière reflétant une modalité d'application relative au critère de défaut triphasé prévu à l'exigence E2.2.1 précitée, en suivi du paragraphe 113 de la décision D-2017-110³⁶. Cet enjeu sera abordé à la section 3 de la présente décision.

³⁴ Pièce [B-0005](#), Ressources de production décentralisées et Automatismes de réseau (RAS), p. 5 et [Plan de mise en œuvre de la NERC pour la révision de la définition du terme « Remedial Action Scheme »](#).

³⁵ Pièce [B-0136](#), norme FAC-011-3, p. 1 et 2.

³⁶ Pièce [B-0085](#), p. 4 et [lettre du Coordonnateur datée du 14 février 2019](#), p. 1.

2.2 DEMANDE DE RETRAIT

[25] Le Coordonnateur demande le retrait de la norme FAC-011-2 et de son annexe Québec au moment de l'entrée en vigueur de la norme FAC-011-3, suivant le plan de mise en œuvre de la NERC³⁷.

[26] Le Coordonnateur rappelle que l'annexe Québec de la norme FAC-011-2 inclut une disposition particulière préservant le *statu quo* à l'égard de l'application du critère de défaut triphasé, laquelle résulte d'une ordonnance transitoire de la Régie³⁸.

[27] En cours de dossier, le Coordonnateur retire sa demande d'adoption de la norme FAC-010-3 « *Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification* »³⁹. Il précise que les Limites SOL qui sont utilisées au Québec sont régies par la norme FAC-011 et non par la norme FAC-010, en raison de l'horizon temporel couvert. De plus, il indique que la norme FAC-010 ne cause pas d'impact au Québec et qu'aux États-Unis, la NERC envisage son retrait dans le cadre de son projet 2015-09⁴⁰.

[28] Le Coordonnateur demande ainsi le retrait de la norme FAC-010-2.1 ainsi que de son annexe Québec et retient à cet effet le moment de l'entrée en vigueur de la norme FAC-011-3⁴¹.

³⁷ Pièces [B-0085](#), p. 7, et [B-0005](#), Ressources de production décentralisées et Automatismes de réseau (RAS), p. 7.

³⁸ Pièces [B-0085](#), p. 3, [B-0005](#), Ressources de production décentralisées et Automatismes de réseau (RAS), p. 7, et [A-0006](#), p. 17 et [lettre du Coordonnateur datée du 13 mars 2019](#), p. 2.

³⁹ Voir la demande initiale, à la pièce [B-0002](#), p. 5 et 6 et la demande réamendée à la pièce [B-0085](#), p. 7.

⁴⁰ Pièces [B-0079](#) et [B-0018](#), p. 3 et [Projet 2015-09 de la NERC](#) « *Establish and Communicate System Operating Limits* ».

⁴¹ Pièce [B-0085](#), p. 7.

3. ENJEU RELATIF À L'APPLICATION DU CRITÈRE DE DÉFAUT TRIPHASÉ

3.1 CONTEXTE ENTOURANT LA DEMANDE RELATIVE À LA NORME FAC-011-3

3.1.1 NORMES DE LA NERC

[29] Lorsque la NERC a soumis les normes FAC-010-1 et FAC-011-1 à l'approbation de la FERC en 2006, elles incluaient, à l'exigence E2.2.1, l'application du défaut monophasé à la terre ou du défaut triphasé (le plus grave des deux)⁴². La NERC a maintenu cette exigence dans toutes les versions postérieures de ces normes soumises à l'approbation de la FERC, soit les versions 2, 2.1 et 3 pour la norme FAC-010 et les versions 2 et 3 pour la norme FAC-011⁴³.

3.1.2 DOSSIERS ANTÉRIEURS

[30] Les différentes versions des normes FAC-010 et FAC-011 proposées par le Coordonnateur pour adoption aux dossiers R-3699-2009⁴⁴ et R-3944-2015⁴⁵ comprenaient, à leur exigence E2.2.1, l'application du critère de défaut triphasé retenue dans les versions de la NERC, mais aucune disposition particulière à l'égard de cette application au Québec n'était définie à l'annexe Québec de ces normes.

⁴² La FERC a mis en vigueur ces versions de normes en 2008.

⁴³ Se référer au fichier Excel produit par la NERC intitulé « *US effective Date Status/Functional Applicability* ».

⁴⁴ Voir la décision [D-2011-068](#), p. 7 et 32, dans laquelle la Régie acceptait le contenu normatif des normes FAC-010-2 et FAC-011-2 telles que déposées à la pièce [HQCMÉ-2, Document 1](#) (datée du 2 juin 2009). Au moment de cette décision, les normes de la NERC n'étaient pas accompagnées par des annexes Québec. Voir aussi la décision [D-2012-091](#), p. 15 et 16, dans laquelle la Régie demandait au Coordonnateur, notamment, de clarifier le champ d'application spécifique au Québec des normes FAC-010 et FAC-11 dans leur annexe respective et de les déposer ultérieurement. Voir également la décision [D-2015-059](#), p. 116 à 118, dans laquelle la Régie a adopté les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 et leur annexe Québec, telles que déposées à la pièce [B-118](#). Enfin, voir la décision [D-2015-168](#), p. 16, dans laquelle la Régie a mis en vigueur les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 et leur annexe Québec respective au 1^{er} janvier 2016.

⁴⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0008](#), normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2, p. 1 et annexe Québec de ces normes, p. QC-1 et QC-2.

[31] La définition de cette disposition particulière est devenue un enjeu au dossier R-3944-2015, lors de la préparation d'une séance de travail tenue le 22 septembre 2016⁴⁶. Lors de cette séance, le Coordonnateur a souscrit, notamment, à un engagement libellé comme suit :

« Identifier la pertinence et l'impact au Québec d'appliquer un défaut triphasé au réseau RTP pour le calcul des SOL sur l'interconnexion avec RTA (FAC-010-2.1 et FAC-011-2) »⁴⁷.

[32] Le 21 octobre 2016, le Coordonnateur a répondu à cet engagement⁴⁸.

[33] Le 2 novembre 2016, en préparation à l'audience du même dossier, RTA soulignait que l'application du critère de défaut triphasé était un enjeu majeur, compte tenu de son statut de propriétaire d'installation de production à vocation industrielle (PVI)⁴⁹ et de ses échanges nets aux interconnexions avec le réseau d'Hydro-Québec Transport (HQT). RTA soumettait alors qu'il n'était pas pertinent d'appliquer ce critère pour les PVI et qu'elle pourrait en faire la preuve en temps opportun⁵⁰. Le 2 décembre 2016, le Coordonnateur répondait aux commentaires de RTA comme suit :

« RTA demande de soumettre de la preuve ultérieurement pour justifier que le critère des défauts triphasés n'est pas pertinent pour son réseau électrique, en lien avec les normes [...] FAC-010-2.1 et FAC-011-2.

[...]

En ce qui a trait à la demande de RTA [...], le Coordonnateur rappelle que ces normes, dans une version antérieure, sont déjà en vigueur au Québec [...]. Le Coordonnateur souligne que les exigences qui traitent des défauts triphasés ne sont pas celles pour lesquelles le Coordonnateur demande le retrait. Finalement, le Coordonnateur rappelle que ces normes ne s'appliquent qu'à un responsable de la planification (FAC-010-2.1) et à un coordonnateur de la fiabilité (FAC-011-2), et donc ne visent pas RTA, puisqu'elle n'est pas enregistrée pour ces fonctions au Québec.

⁴⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0048](#), p. 2 et 3.

⁴⁷ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0052](#), p. 1.

⁴⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0069](#), p. 6 (pièce caviardée).

⁴⁹ La définition du terme PVI a été obtenue par la Régie à partir du [registre des entités visées par les normes de fiabilité](#) en vigueur le 12 mars 2021, p. 4.

⁵⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0024](#), p. 2.

Le Coordonnateur estime qu'il n'est pas opportun et contraire à l'allégement réglementaire que de réexaminer à ce stade des exigences de normes déjà en vigueur et qui ne sont pas touchées par les retraits faisant l'objet de la demande du Coordonnateur »⁵¹. [nous soulignons]

[34] Lors de l'audience dans le cadre du dossier R-3944-2015, le Coordonnateur a précisé les effets de l'application du critère de défaut triphasé au Québec, tel que présenté ci-après.

[35] Le Coordonnateur expliquait que le défaut triphasé, étant une perturbation pouvant survenir sur le réseau de transport d'électricité (le Réseau), constitue un critère de dimensionnement de ce dernier. Le défaut triphasé est le défaut le moins fréquent, mais ayant l'impact le plus important, principalement, en cas de production d'électricité.

[36] Le Coordonnateur expliquait aussi qu'en plus des normes FAC-010 et FAC-011, le critère de défaut triphasé se retrouve dans les normes de la NERC TPL-001-4 et FAC-014. La norme TPL-001-4 est reliée à la planification du Réseau. Quant à la norme FAC-014, elle est reliée aux normes FAC-010 et FAC-011, car le planificateur du Réseau transmet au Coordonnateur la liste des contingences multiples qui peuvent engendrer des problèmes de stabilité sur le Réseau. Ainsi, sur réception de cette liste, le Coordonnateur applique ou non ces contingences dans son horizon d'exploitation du Réseau pour ses Limites SOL.

[37] Le Coordonnateur soumettait également qu'au Québec, seule HQT applique le critère de défaut triphasé dans la planification de son réseau Bulk et pour les réseaux régionaux non-Bulk (installations du réseau de transport principal (RTP)) depuis 2005.

[38] Le Coordonnateur était aussi d'avis que l'enjeu relatif à l'application de ce défaut doit se centrer sur les réseaux non-Bulk. Pour le réseau Bulk, il y a déjà un arrimage entre la planification et l'exploitation du Réseau depuis l'adoption de critères du *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC) au début des années 2000. Or, au fil du temps, le réseau non-Bulk n'a été conçu qu'en partie pour résister au défaut triphasé, dû à l'adoption du critère en 2005⁵².

⁵¹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0078](#), p. 3 et 4.

⁵² Dossier R-3944-2015, pièces [A-0074](#), p. 27 à 29, 35, 36 et 93, et [A-0079](#), p. 24 à 26, 83 et 102.

[39] Le Coordonnateur indiquait également :

« L'application d'un défaut triphasé dans un horizon d'exploitation a un impact sur les limites d'exploitation qu'on détermine dans les études de capacité de transport par sa sévérité, dépendamment du type de réseau qui est à l'étude. Dans certains cas l'impact va être très mineur par rapport à un défaut monophasé, dans d'autres cas ça peut être assez important. Donc si le réseau est planifié avec un défaut triphasé, l'impact lors de l'évaluation dans un horizon d'exploitation va être moindre. Dans le cas contraire [...] ça peut affecter les capacités de transport du réseau »⁵³. [nous soulignons]

[40] De plus, le Coordonnateur précisait que les lignes d'interconnexion entre RTA et HQT sont utilisées selon différents modes d'exploitation encadrés par une instruction commune avec RTA permettant l'échange d'énergie, de transits de puissance et de Limites SOL dans les deux directions.

[41] Or, il soulignait que l'application du critère de défaut triphasé sur le réseau de RTA, qui n'a pas été conçu pour subir le défaut triphasé, pourrait amener à revoir à la baisse les Limites SOL en modes export-import avec le réseau d'HQT. D'importants investissements spécifiques au scénario considéré pourraient être requis.

[42] Le Coordonnateur soulignait aussi que pour déterminer l'impact de l'application du critère de défaut triphasé, il n'a jamais fait d'étude exhaustive, mais seulement une évaluation préliminaire, sommaire et partielle, à laquelle manquait, notamment, des données probantes du réseau de RTA⁵⁴.

[43] Pour sa part, RTA soumettait, notamment, que l'application du critère de défaut triphasé pourrait avoir un impact sur ses ententes et ses contrats⁵⁵.

⁵³ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 29 et 30.

⁵⁴ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 96 à 103 et 107 à 109.

⁵⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0079](#), p. 154 à 156.

[44] Au terme de l'audience qui a eu lieu dans le dossier R-3944-2015, le Coordonnateur a soumis la proposition suivante :

« 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 statut 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. ” »⁵⁶.
[nous soulignons]*

[45] En complément à cette proposition, le Coordonnateur demandait à la Régie de ne pas ajouter de disposition particulière à l'annexe Québec des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2. Une proposition serait déposée ultérieurement à cet effet⁵⁷.

[46] Pour sa part, RTA indiquait notamment :

« [...] la demande formulée par RTA a changé un petit peu au cours de la journée suite aux échanges qu'on a eus. Puis RTA voit d'un bon œil la proposition du Coordonnateur qui propose une éventuelle clause grand-père, tel qu'il l'a mentionné. Par contre, en attendant que cette clause grand-père soit en vigueur et partagée, discutée, élaborée et en vigueur, RTA demande le statu quo au niveau des limites d'interconnexion, donc dans le sens que la FAC-010 et la FAC-011 n'affectent pas les limites actuelles de l'interconnexion [...]. Pour éviter justement [...] des impacts majeurs pour RTA et d'autres entités. [...] »⁵⁸. [nous soulignons]

⁵⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0120](#), p. 5 et 6.

⁵⁷ Dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015, décision [D-2017-110](#), p. 31, par. 96 et 98.

⁵⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0079](#), p. 157 et 158.

Décision D-2017-110

[47] Au paragraphe 123 de sa décision D-2017-110 rendue le 27 septembre 2017, la Régie a adopté les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 et leur annexe Québec respective déposées au dossier R-3944-2015 avec certaines modifications. Elle a aussi retiré les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 qui étaient en vigueur.

[48] Plus particulièrement, aux paragraphes 110 à 112 de cette décision, la Régie n'a pas retenu le texte proposé par le Coordonnateur pour préserver le *statu quo*. Elle était d'avis qu'il était préférable de circonscrire le champ d'application des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et éventuellement celui de la norme FAC-014-2, au réseau Bulk uniquement (au lieu du champ RTP prévu initialement par le Coordonnateur), par le biais d'une disposition particulière à leur annexe Québec respective.

[49] Au paragraphe 113 de la même décision, la Régie indiquait :

« [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^{er} 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 »⁵⁹.

[nous soulignons]

[50] Dans cette même décision, au paragraphe 358, la Régie fixait au 1^{er} octobre 2017 la date d'entrée en vigueur des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 qu'elle avait adoptées⁶⁰.

[51] Dans sa décision D-2017-127⁶¹ rendue le 17 novembre 2017 dans le cadre des dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015, la Régie a accueilli une demande de suspension partielle de ces trois dossiers, en raison du dépôt d'une demande de révision de certains paragraphes de la décision D-2017-110, dans le cadre du dossier R-4015-2017.

⁵⁹ Décision [D-2017-110](#), p. 34, 35, 37 et 38, par. 110 à 113 et 123.

⁶⁰ Décision [D-2017-110](#), p. 86, par. 358.

⁶¹ Décision [D-2017-127](#), p. 6 à 8.

[52] Cette suspension impliquait le fait que les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2, qui avaient été mises en vigueur au 1^{er} janvier 2016 par la décision D-2015-168⁶², seraient applicables jusqu'à ce que la décision finale sur la demande de révision soit rendue.

Décision D-2018-101 et différentes ordonnances transitoires préservant le statu quo

[53] Au paragraphe 90 de sa décision D-2018-101 rendue le 2 août 2018 dans le cadre du dossier de révision R-4015-2017, la Régie a invalidé et déclaré nulles certaines conclusions de la décision D-2017-110, notamment, celles des paragraphes 110 à 112 et 123⁶³.

[54] Au paragraphe 93 de cette même décision, la Régie a rendu l'ordonnance transitoire suivante afin de maintenir le *statu quo* en ce qui a trait à l'application du critère de défaut triphasé. Elle a repris la proposition soumise par le Coordonnateur au terme de l'audience qui a eu lieu dans le dossier R-3944-2015 et a modifié son échéance :

« Jusqu'au 1^{er} janvier 2019, 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, doi[ven]t être effectué[s] selon la pratique actuelle du Coordonnateur »⁶⁴.

[nous soulignons]

[55] Toujours dans la même décision, au paragraphe 96, la Régie a précisé ce qui suit :

« [96] Lorsque le Coordonnateur déposera les normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2 avec une modalité d'application du défaut triphasé conformément au paragraphe 113 de la Décision, les participants pourront demander à la formation saisie de cette demande de prolonger le délai du maintien du statu quo, le cas échéant »⁶⁵. [nous soulignons]

⁶² Dossier R-3699-2009 Phase 2, décision [D-2015-168](#), p. 16, par. 56.

⁶³ Décision [D-2018-101](#), p. 37, par. 90.

⁶⁴ Décision [D-2018-101](#), p. 37 et 38, par. 93.

⁶⁵ Décision [D-2018-101](#), p. 38.

[56] Ainsi, l'ordonnance transitoire rendue au paragraphe 93 de la décision D-2018-101 a été prolongée au 1^{er} janvier 2020, au 1^{er} janvier 2021 et au 1^{er} janvier 2022, respectivement, par les décisions D-2018-190⁶⁶, D-2019-162⁶⁷ et D-2020-156⁶⁸.

[57] Conformément au paragraphe 95 de la décision D-2018-101⁶⁹, la formation du dossier R-3944-2015 devait se prononcer sur la date d'entrée en vigueur des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2. Le Coordonnateur a donc procédé à la mise à jour des versions qui étaient en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016 et qui étaient devenues désuètes. Dans sa décision D-2019-032 rendue le 15 mars 2019⁷⁰, la Régie a fixé la date d'entrée en vigueur des nouvelles versions déposées et de leur annexe Québec respective au 1^{er} avril 2019, à condition d'y considérer la prolongation de la durée de l'ordonnance transitoire préservant le *statu quo* quant à l'application du critère de défaut triphasé accordée par la décision D-2018-190.

3.1.3 POURVOI EN CONTRÔLE JUDICIAIRE

[58] Le 30 août 2018, RTA a déposé une demande en révision judiciaire devant la Cour supérieure du Québec afin qu'elle invalide la décision D-2018-101 et déclare valide la décision D-2017-110, notamment en ce qui a trait à la circonscription du champ d'application des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 aux réseaux Bulk uniquement, ordonnant l'ajout d'une disposition particulière sur cette circonscription, à l'annexe Québec des normes mentionnées⁷¹.

[59] Le 22 mars 2021, la Cour supérieure du Québec a conclu au rejet de ce pourvoi judiciaire⁷².

[60] Conséquemment, les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 dont le Coordonnateur demande le retrait au présent dossier, demeurent celles que la Régie a mis en vigueur le 1^{er} avril 2019, ayant le RTP comme champ d'application et présentant, dans leur annexe Québec respective, une ordonnance transitoire préservant le *statu quo* quant à l'application

⁶⁶ Dossier R-4015-2017, décision [D-2018-190](#), p. 7, par. 12.

⁶⁷ Dossier R-3944-2015, décision [D-2019-162](#), p. 8, par. 24.

⁶⁸ Dossier R-3944-2015, décision [D-2020-156](#), p. 9, par. 31.

⁶⁹ Décision [D-2018-101](#), p. 38.

⁷⁰ Dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015, décision [D-2019-032](#), p. 7 et 8, par. 21, 22 et 24.

⁷¹ Pièce [C-RTA-0022](#), p. 6.

⁷² Décision de la Cour supérieure (chambre civile) n° [500-17-104662-187](#) du 22 mars 2021.

du critère de défaut triphasé dont la durée a été prolongée au 1^{er} janvier 2022 par la décision D-2020-156.

3.1.4 CONSULTATION DES ENTITÉS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ

[61] Dans le cadre de la consultation publique tenue entre les 3 août et 23 septembre 2018⁷³, soit en amont du dépôt du présent dossier, le Coordonnateur a sollicité les commentaires des entités visées par les normes de fiabilité, entre autres, sur l'impact et la pertinence de la norme FAC-011-3.

[62] Notamment, en suivi du paragraphe 113 de la décision D-2017-110, le Coordonnateur a présenté aux entités visées la modalité d'application du critère de défaut triphasé suivante (la Première modalité d'application) :

« 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 »⁷⁴.

[63] Le 3 octobre 2018, à la suite de cette consultation, le Coordonnateur a tenu un webinaire pour présenter ses réponses aux commentaires des entités visées⁷⁵. À cette occasion, il a indiqué avoir évalué, de façon préliminaire, des impacts faibles en matière d'implantation, de maintien et de suivi pour la norme FAC-011-3.

⁷³ Pièce [B-0004](#), p. 7.

⁷⁴ Pièce [B-0018](#), p. 4.

⁷⁵ Seule RTA a soumis des commentaires à l'égard de la norme FAC-011-3.

[64] Le 18 octobre 2018, le Coordonnateur a publié ses réponses sur son site internet⁷⁶.

3.2 POSITION DU COORDONNATEUR

3.2.1 PREMIÈRE MODALITÉ D'APPLICATION ET ÉVALUATION D'IMPACT

[65] Le Coordonnateur précise qu'afin d'évaluer de façon finale l'impact de la norme FAC-011-3, il retranscrit de manière littérale les commentaires que RTA lui a soumis, après avoir pris connaissance de la Première modalité d'application.

[66] RTA estime des coûts de mise en œuvre de 20 M\$ et des coûts récurrents annuels de 10 M\$ qui sont « *un ordre de grandeur* » et qui pourraient varier de plus de 50 %. Elle justifie ces coûts par les modifications à ses installations en fonction du critère de défaut triphasé. Enfin, elle fait état de plusieurs enjeux à ce sujet et précise que « *[d]es études très détaillées et des études d'ingénierie devraient être faite[s] pour préciser l'impact des investissements et/ou des pertes. Ce qui n'a pas été fait à ce jour* »⁷⁷.

3.2.2 NOUVELLE MODALITÉ D'APPLICATION ET ÉVALUATION D'IMPACT

Formulation de la Nouvelle modalité d'application

[67] Dans son dépôt du 21 décembre 2018, le Coordonnateur inclut la proposition de modalité d'application du critère de défaut triphasé suivante (la Nouvelle modalité d'application), en suivi du paragraphe 113 de la décision D-2017-110 :

« 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 :

⁷⁶ Pièce [B-0004](#), p. 7 et 8 et site internet d'Hydro-Québec, Consultation QC-2017-02-phase 2 révisée, [Réponses aux commentaires reçus pendant la période de consultation](#), p. 5 et 6 et [Présentation webinaire](#), p. 9.

⁷⁷ Pièce [B-0005](#), Ressources de production décentralisées et Automatisation de réseau (RAS), p. 15.

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 »⁷⁸. [nous soulignons]

[68] Le 15 mars 2019, le Coordonnateur dépose un complément de preuve (le Complément)⁷⁹ étant donné que la Nouvelle modalité d'application n'a pas fait l'objet de commentaires de la part des entités visées par les normes de fiabilité, lors de la consultation publique.

[69] Ce Complément présente les éléments justificatifs relatifs à la Nouvelle modalité d'application ainsi qu'une évaluation préliminaire de la pertinence et de l'impact de l'application du critère de défaut triphasé, avec et sans la Nouvelle modalité d'application (l'Évaluation).

[70] Dans le Complément, le Coordonnateur précise que la Première modalité d'application a été écartée à la suite des commentaires soumis par RTA et d'une analyse additionnelle. Il soumet que par souci de simplicité d'évaluation, d'application et de surveillance, il a jugé préférable d'appliquer un critère déterministe dans la formulation de la Nouvelle modalité d'application⁸⁰, laquelle ne devrait pas demeurer en vigueur au Québec pour une période s'échelonnant au-delà de 10 ans⁸¹.

[71] Le Coordonnateur précise que le seuil de tension de 230 kV reflète un compromis entre le nombre d'installations du RTP exclues (32 %) et l'impact pour RTA, notamment, sur « *ses deux lignes* » de tension de plus de 230 kV. Le tableau suivant résume ce compromis.

⁷⁸ Première version de la norme FAC-011-3 à la pièce [B-0007](#), annexe Québec, p. QC-1.

⁷⁹ Pièce [B-0005](#), Ressources de production décentralisées et Automatismes de réseau (RAS), p. 4, 5 et 16. Le Complément est présenté aux pièces [B-0017](#) (sous pli confidentiel) et [B-0018](#) (version caviardée).

⁸⁰ Pièces [B-0018](#), p. 4, et [B-0070](#), p. 6, réponse à l'engagement 10.1.

⁸¹ Pièce [B-0018](#), p. 10.

TABLEAU 1
INSTALLATIONS EXCLUES POUR DIFFÉRENTS SEUILS DE TENSION
DANS LA NOUVELLE 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

Source : Pièce [B-0018](#), p. 9.

[72] En effet, selon le Coordonnateur, le seuil de 161 kV n'aurait pas permis d'allègement pour 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 seuil aurait également exclu 76 % des installations RTP, ce qui aurait été plus nuisible à la fiabilité du RTP que les 32 % des installations RTP exclus par le seuil à 230 kV⁸².

[73] Le Coordonnateur précise que l'inclusion d'une définition du terme « modification substantielle » à même la Nouvelle modalité d'application n'est pas opportune⁸³.

[74] En ce qui a trait à la possibilité évoquée par la Régie d'employer d'autres caractéristiques que des seuils de tension, de façon à assujettir un pourcentage acceptable d'installations RTP, le Coordonnateur précise qu'il l'a déjà fait, notamment, lors de la formulation de la Première modalité d'application.

[75] De plus, à la suite de la séance de travail tenue le 18 août 2020 au présent dossier, le Coordonnateur a réévalué l'historique du dossier et des options relatives à l'application du critère de défaut triphasé, dont une option s'inspirant de la disposition particulière établie au paragraphe 93 de la décision D-2018-101 pour le *statu quo* avec une échéance, mais celle-ci n'a pas été retenue vu l'impossibilité d'en évaluer l'impact⁸⁴.

⁸² Pièces [B-0018](#), p. 9, et [B-0092](#), p. 15, réponses aux demandes 3.1.1 et 3.1.2.

⁸³ Pièce [B-0070](#), p. 4 et 5, réponse à l'engagement 9.2.

⁸⁴ Pièce [B-0070](#), p. 5 et 6, réponse à l'engagement 10.1.

Impact de l'application du critère de défaut triphasé avec et sans la Nouvelle modalité d'application

[76] Après avoir effectué une analyse des Limites SOL du Réseau, le Coordonnateur conclut que les limites 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 celui de RTA, désignées dans leur ensemble comme la « *Limite Alcan* ». L'Évaluation explore plus en détail ces limites.

[77] Le Coordonnateur soumet que les Limites SOL ne sont modifiées par l'application du critère de défaut triphasé que lors d'une exportation nette vers le RTP, c'est-à-dire lorsque la production excède la somme de la charge de RTA, de la charge du Lac-St-Jean ainsi que la charge des clients industriels d'Hydro-Québec Distribution (HQD) raccordée au réseau de RTA. Dans cet état, RTA agit en tant que producteur exportateur et non en tant que producteur à vocation industrielle⁸⁵.

[78] Le Coordonnateur soumet également qu'*a priori*, la Limite Alcan peut différer selon la configuration du réseau. Ainsi, aux fins de son analyse des transits, il définit les six configurations les plus fréquentes pendant l'année 2017.

[79] Premièrement, le Coordonnateur conclut que l'application du critère de défaut triphasé, tel que stipulé à l'exigence E2.2.1 de la norme FAC-011-3, aurait eu un impact sur 1,2 % des heures en 2017, soit un impact modeste, voire mineur.

[80] Le Coordonnateur conclut ensuite que l'application de la Nouvelle modalité d'application en 2017 aurait requis la réduction du transit de RTA vers le RTP pendant trois heures, ce qu'il considère comme un impact négligeable⁸⁶.

Pertinence de l'application du critère de défaut triphasé avec et sans la Nouvelle modalité d'application

[81] Le Coordonnateur soumet que la capacité du Réseau de résister au défaut triphasé est un critère de robustesse reconnu par l'industrie, en Amérique du Nord et au Québec. Il

⁸⁵ Définition du terme PVI utilisé par le Coordonnateur.

⁸⁶ Pièce [B-0018](#), p. 5 à 9.

appuie l'application du critère de défaut triphasé, même sans l'allègement prévu à la Nouvelle modalité d'application, bien qu'elle implique des changements à l'exploitation.

[82] Néanmoins, si la Régie souhaite alléger l'impact de l'application du critère de défaut triphasé, le Coordonnateur est d'avis que la Nouvelle modalité d'application :

- s'applique en fonction d'un critère objectif et non-discriminatoire;
- est limitée à deux égards, car :
 - la portée est limitée à des installations ayant un moindre impact pour la fiabilité;
 - la portée de l'allègement est limitée dans le temps pour chaque installation jusqu'à une « modification substantielle » de celle-ci. Ainsi, à terme, le critère de défaut triphasé s'appliquera à l'ensemble du Réseau du Québec;
- réduit l'impact sur RTA;
- implique moins de changements aux pratiques d'exploitation que l'application du critère de défaut triphasé sans allègement, puisque le Réseau est exploité, depuis plusieurs années maintenant, en fonction des Limites SOL qui correspondent sensiblement à l'application de la Nouvelle modalité d'application⁸⁷;
- s'harmonise adéquatement avec le régime nord-américain de la fiabilité et permettra une application appropriée par les entités et le surveillant, tout en assurant la fiabilité du Réseau⁸⁸.

[83] Par ailleurs, le Coordonnateur est d'avis que l'allègement qui pourrait être accordé par la modalité d'une disposition particulière ne devrait pas uniquement tenir compte du délai de mise en vigueur, mais aussi du retard par rapport aux territoires voisins et des pratiques au Québec⁸⁹.

⁸⁷ Pièces [B-0018](#), p. 9 et 10, et [B-0070](#), p. 14, réponse à l'engagement 12.1.

⁸⁸ Pièce [B-0070](#), p. 5 et 6, réponse à l'engagement 10.1.

⁸⁹ Pièce [B-0070](#), p. 16, réponse à l'engagement 12.1.

3.2.3 MISE À JOUR DE LA NOUVELLE MODALITÉ D'APPLICATION

[84] Le 11 septembre 2020, en réponse à un engagement souscrit lors de la séance de travail tenue les 18 et 20 août 2020, le Coordonnateur modifie la formulation de la Nouvelle modalité d'application afin d'y inclure la durée d'application de 10 ans, qu'il avait considérée dans le Complément, et de remplacer l'expression « *après le 1^{er} janvier 2019* » par « *après la date d'entrée en vigueur de la norme* » :

« 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 230 kV 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 »⁹⁰. [nous soulignons]

3.2.4 NORMES FAC-010 ET FAC-014-2 CONSIDÉRÉES AU PARAGRAPHE 113 DE LA DÉCISION D-2017-110

[85] Le Coordonnateur indique ne pas avoir jugé pertinent, ni souhaitable, de proposer l'inclusion d'une modalité d'application relative au critère de défaut triphasé à l'annexe Québec de la norme FAC-014, puisque celle-ci serait redondante avec celle de la norme FAC-011 et ajouterait une étape supplémentaire (exigence additionnelle).

[86] Il s'est donc conformé au paragraphe 113 de la décision D-2017-110 pour la norme FAC-014 par la codification d'une modalité d'application dans l'annexe Québec de la norme FAC-011 et, par souci de cohérence, dans celle de la norme FAC-010⁹¹, dont la demande d'adoption pour la version 3 a été retirée plus tard dans le présent dossier.

⁹⁰ Pièce [B-0070](#), p. 7, réponse à l'engagement 10.2.

⁹¹ Pièce [B-0070](#), p. 9 à 14, réponse à l'engagement 12.1.

3.3 POSITION DE RTA

3.3.1 PREMIÈRE MODALITÉ D'APPLICATION ET ÉVALUATION D'IMPACT

[87] La Régie réfère à la section 3.2.1 de la présente décision présentant les commentaires soumis par RTA lors de la consultation publique des entités visées par les normes de fiabilité, retranscrits de manière littérale par le Coordonnateur, afin d'évaluer de façon finale l'impact de la norme FAC-011-3⁹².

3.3.2 NOUVELLE MODALITÉ D'APPLICATION ET ÉVALUATION D'IMPACT

[88] RTA est d'avis que le Coordonnateur ne présente aucune preuve sur la nécessité et la pertinence d'étendre les exigences de la norme FAC-011 aux installations RTP qui n'ont pas été conçues pour satisfaire aux exigences du défaut triphasé, comme celles des interconnexions à trois de ses postes (161 kV, 240 kV et 345 kV), et qu'elle identifie sur une cartographie. À cet égard, elle précise que la majorité de ses installations de transport ne sont pas RTP et qu'elle ne possède aucune installation RTP qualifiée de Bulk⁹³.

[89] À l'égard de l'Évaluation du Coordonnateur, RTA indique qu'elle est sommaire, pas suffisamment précise et ne représente pas bien le risque qu'elle encoure.

[90] En effet, l'Évaluation n'est faite que sur une année, soit 2017. Elle n'est donc pas représentative du passé et l'est encore moins pour le futur, puisque 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. À titre d'exemple, RTA présente des circonstances imprévues, survenues entre les années 2004 et 2020, qui ont impacté, notamment, les transits aux interconnexions entre son réseau et celui d'HQT.

[91] Certains scénarios futurs pourraient donc avoir un impact très important pour RTA, même avec l'ajout de la Nouvelle modalité d'application, et générer des risques inacceptables. L'Évaluation ne traite pas de la notion de risques pourtant réels et tangibles pour toute entreprise.

⁹² Pièce [B-0005](#), Ressources de production décentralisées et Automatisation de réseau (RAS), p. 15.

⁹³ Pièce [C-RTA-0022](#), p. 2, 3 et 14.

[92] De plus, l'Évaluation n'étudie que le transit net et utilise l'hypothèse que l'application du critère de 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 par le Coordonnateur pour appuyer cette affirmation.

[93] Également, l'Évaluation ne tient compte que de six configurations les plus fréquentes du Réseau pouvant impacter la Limite Alcan, alors qu'il existe au moins 88 autres configurations.

[94] En conséquence, selon RTA, la Régie ne peut retenir aucune des conclusions présentées dans l'Évaluation par le Coordonnateur et ne peut en tirer aucune inférence.

[95] RTA soumet aussi que l'application du critère de défaut triphasé résulterait, en mode export, en une baisse des Limites SOL.

[96] L'impact de cette baisse pourrait être plus important que l'ordre de grandeur moyen que RTA a présenté au Coordonnateur lors de la consultation des entités visées par les normes de fiabilité, même en considérant la Nouvelle modalité d'application. Cet impact pourrait même remettre en question la viabilité de l'ensemble des alumineries de RTA au Saguenay-Lac-St-Jean.

[97] RTA souligne, à cet égard, ses contrats et ententes à long terme avec HQD et Hydro-Québec Production (HQP), négociés il y a plus de 20 ans, et ses relations à long terme avec HQT, dans le cadre de ses fonctions à titre de transporteur auxiliaire.

[98] Afin de mieux démontrer les impacts potentiels globaux pour RTA de l'application du critère de défaut triphasé avec ou sans la Nouvelle modalité d'application, RTA dépose, le 27 octobre 2020, sous pli confidentiel, une analyse de risques comportant deux annexes⁹⁴.

⁹⁴ Pièces [C-RTA-0022](#), p. 10 à 14, [C-RTA-0015](#), p. 2 et 3, [C-RTA-0017](#), p. 7, réponse à l'engagement 6, et [A-0006](#), p. 75, 76 et 88. L'analyse de risques est présentée aux pièces [C-RTA-0024](#), [C-RTA-0025](#) et [C-RTA-0026](#).

[99] Par ailleurs, RTA considère que l'affirmation du Coordonnateur selon laquelle, en mode export, elle agirait à titre de producteur exportateur et non en tant que PVI, est incorrecte.

[100] Elle précise que sa production d'électricité sert presque exclusivement, à environ 90 %, à desservir la charge de ses alumineries en transitant sur son propre réseau. Quant à la production d'électricité pour la charge locale, RTA précise qu'elle n'est pas tenue à des obligations de livraison fermes à Hydro-Québec.

[101] RTA est d'avis que son statut de PVI et ses obligations contractuelles demeurent les mêmes, peu importe le sens du transit. Ces obligations sont liées par les contrats en place. Ainsi, 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 HQT⁹⁵.

[102] Enfin, RTA souligne qu'aux États-Unis la structure du marché créée, par sa dérèglementation, 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.

[103] 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 privé⁹⁶.

3.3.3 MODALITÉ ALTERNATIVE

[104] Le 4 septembre 2020, en réponse à un engagement souscrit lors de la séance de travail tenue le 18 août 2020, RTA propose une modalité d'application du critère de défaut triphasé qui lui permettrait de gérer de façon acceptable les risques pour ses opérations. Elle reprend cette proposition dans sa preuve déposée le 27 octobre 2020, puis la met à jour le 2 décembre 2020, en réponse à une demande de renseignements (la Modalité alternative).

⁹⁵ Pièces [C-RTA-0022](#), p. 3 et 11, et [C-RTA-0031](#), p. 7, réponse à la demande 2.4.

⁹⁶ Pièce [C-RTA-0022](#), p. 3 et 4.

[105] La Modalité alternative comporte deux volets. Pour le premier volet, RTA maintient la Nouvelle modalité d'application, mais propose une durée d'application de 12 à 15 ans au lieu des 10 ans prévus par le Coordonnateur. Pour le deuxième volet, elle propose l'ajout d'un allègement applicable aux PVI pour une durée de 25 ans.

[106] La dernière formulation de la Modalité alternative proposée se lit comme suit :

« a) 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 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;

Cette modalité est applicable pendant une période de 15 ans suivant la date d'entrée en vigueur de la norme.

b) À l'égard des PVI, l'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les installations du RTP non-Bulk de 230 kV et plus qui n'ont pas connu de modifications substantielles 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;

Cette modalité est applicable pendant une période de 25 ans suivant la date d'entrée en vigueur de la norme »⁹⁷. [nous soulignons]

[107] Le délai de 25 ans retenu par RTA se base sur la vie résiduelle de ses installations visées et sur l'échéance de ses engagements contractuels. Ce délai est aussi justifié par le fait qu'à ce jour RTA n'est pas assujettie au critère de défaut triphasé pour les installations

⁹⁷ Pièces [C-RTA-0017](#), p. 13 et 14, réponse à l'engagement 7.6, [C-RTA-0022](#), p. 15, et [C-RTA-0031](#), p. 2 et 3, réponses aux demandes 1.1 et 1.2.

classées Bulk et que cela ne cause pas d'impact significatif sur la fiabilité de l'Interconnexion du Québec avec les autres réseaux interconnectés.

[108] Toujours à l'égard de ce délai, RTA précise avoir réalisé des travaux de remplacement ou de modernisation de ses équipements de plus de 230 kV associés à l'interconnexion 345 kV avec HQT, pendant les années 2013 à 2014 et 2016 à 2019. Ces travaux ont représenté des coûts d'environ 12 M\$⁹⁸.

3.3.4 POSSIBLE MODALITÉ CONSIDÉRANT LA CONCEPTION DES INSTALLATIONS

[109] RTA considère que la prise en compte, dans la formulation de la modalité d'application du critère de défaut triphasé, des installations RTP non-Bulk, non conçues pour satisfaire ce critère, sans distinction sur le niveau de tension, permettrait de réduire le pourcentage d'installations RTP exclues de l'application de ce critère.

[110] À cet égard, RTA précise qu'Hydro-Québec pourrait se conformer au critère de défaut triphasé⁹⁹ de façon volontaire, comme elle le fait déjà depuis 2005.

3.3.5 TERMINOLOGIE DU GLOSSAIRE

[111] RTA souligne, notamment, que la définition du terme « *Reliability Standard* » adoptée par la FERC le 21 janvier 2016 et incluse au document « *Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards* » (le Glossaire de la NERC) est à l'effet qu'une norme de fiabilité ne devrait inclure aucune exigence pour l'augmentation de la capacité des installations existantes, pour la construction de réseaux de transport et pour l'ajout de production.

[112] RTA considère que ce principe ne serait pas respecté en appliquant le critère de défaut triphasé sur les installations RTP de l'interconnexion entre son réseau et celui d'HQT qui n'ont pas été conçues pour rencontrer les exigences de ce critère. Dans ce cas, afin d'éviter les impacts pour RTA, il serait nécessaire d'augmenter la capacité des installations existantes à des coûts significatifs.

⁹⁸ Pièce [C-RTA-0022](#), p. 15 et 16.

⁹⁹ Pièce [C-RTA-0031](#), p. 6 et 7, réponses aux demandes 2.1 à 2.3.

[113] Afin d'intégrer ce principe au régime de fiabilité au Québec, RTA demande à la Régie d'inclure au glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire), 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 »¹⁰⁰.

[114] De plus, RTA demande à la Régie d'ordonner au Coordonnateur de lui soumettre, pour révision et approbation, une traduction française de la définition précédente et, pour adoption, les versions anglaise et française complètes du Glossaire qui en résulteraient¹⁰¹.

3.4 RÉPLIQUE DU COORDONNATEUR

3.4.1 NOUVELLE MODALITÉ D'APPLICATION ET ÉVALUATION D'IMPACT

[115] Le Coordonnateur réitère que le seul impact de l'application du critère de défaut triphasé pour RTA serait une réduction mineure des Limites SOL en exportation de son réseau vers celui d'HQT. Cet impact pourrait d'ailleurs être évité si RTA modifiait ses pratiques d'exploitation. En contrepartie, l'application de ce critère réduirait la possibilité de déclenchement en cascade des installations de RTA, lors d'un défaut triphasé.

[116] Le Coordonnateur souligne que RTA a amélioré sa capacité de production au fil du temps et a commencé à se servir des interconnexions prévues à l'importation (au début des années 2000) pour des fins d'exportation, sans faire une demande de service ferme.

¹⁰⁰ Pièce [C-RTA-0022](#), p. 10.

¹⁰¹ Pièce [C-RTA-0022](#), p. 8 à 10, 16 et 17.

[117] Or, selon le Coordonnateur, un réseau de production nette n'a pas le même comportement qu'un réseau de charge nette. Notamment, un défaut triphasé aura un impact plus grand sur un réseau de production nette, car cette configuration de réseau s'expose à des risques de stabilité angulaire.

[118] Un déclenchement en cascade sur le réseau de RTA en situation de forte production nette vers le Réseau pourrait avoir un impact sur la fréquence de l'Interconnexion du Québec, suffisant pour déclencher le programme de délestage en sous-fréquence.

[119] Malgré le faible risque de délestage selon les données étudiées en 2017, tout exploitant nord-américain doit le considérer lors de l'exploitation de son réseau. Et, dans le cas du Coordonnateur, c'est par l'adoption de la norme FAC-011-3.

[120] De plus, le Coordonnateur soumet que l'incertitude amenée par le fait de ne considérer qu'une seule année (2017) aux fins de l'Évaluation, notamment pour prédire l'impact de l'application du critère de défaut triphasé aux installations visées de la Limite Alcan s'appliquerait également au risque pour la fiabilité du Réseau.

[121] L'Évaluation indique que l'impact aurait été mineur en 2017. Cependant, la démonstration clé de l'Évaluation est d'associer le risque à la fiabilité, l'impact pour RTA et le niveau d'exportation du réseau de cette dernière.

[122] Par ailleurs, le Coordonnateur considère que RTA ne fournit aucune raison ou motif pour douter de son jugement quant à l'absence d'impact de l'application du critère de défaut triphasé en mode import, bien qu'il soit reconnu par la Régie comme étant l'expert des normes de fiabilité, en plus d'être visé par la norme FAC-011-3.

[123] Enfin, selon le Coordonnateur, RTA n'a pas démontré de façon probante ses « risques » d'exploitation, qu'il considère, par ailleurs, peu pertinents au débat du présent dossier.

[124] Le Coordonnateur ajoute qu'il est évident que le législateur comprenait que les entités visées par les normes de fiabilité pourraient être impactées en mettant en place un régime obligatoire de normes de fiabilité. Le seul fait de démontrer qu'un impact existe ne peut donc servir de justification valable pour exiger un allègement¹⁰².

3.4.2 MODALITÉ ALTERNATIVE

[125] Le Coordonnateur se dit ouvert et estime raisonnable le premier volet de la Modalité alternative relatif au maintien de la Nouvelle modalité d'application en reportant l'échéance de cette clause de 10 ans à 12 ou 15 ans. Il s'en remet à la Régie quant à la définition de l'échéance.

[126] Cependant, il n'appuie pas le deuxième volet de la Modalité alternative relatif à l'inclusion de la notion de PVI. Selon lui, cette inclusion est inutile puisqu'elle ne vise aucune installation. De plus, elle serait inéquitable pour les entités non PVI ayant des installations RTP qui ne respecteraient pas le critère de défaut triphasé.

[127] Le Coordonnateur réitère qu'en mode export, RTA n'agit pas en tant que PVI. Il soumet à cet égard qu'au paragraphe 634 de la décision D-2015-059¹⁰³, la Régie a retenu qu'un PVI utilise ses installations de production « *presque exclusivement* » pour l'alimentation de ses propres charges.

[128] Le Coordonnateur soumet aussi qu'au sens du registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre), il y a une distinction entre le statut de PVI et les fonctions NERC remplies par RTA et que les obligations contractuelles de cette entité n'ont pas d'impact sur les enjeux du présent dossier¹⁰⁴.

[129] Quant à l'impact qu'aurait l'application du deuxième volet de la proposition de RTA sur la fiabilité du Réseau, le Coordonnateur répond à certaines questions de la Régie en tenant compte des précisions qu'il avait fournies au début du dossier. Ces précisions sont à l'effet que l'application du critère de défaut triphasé sur les installations RTP comprises

¹⁰² Pièces [B-0092](#), p. 11, 12, 17, 19 et 20, réponses aux demandes 2.2, 3.2 et 3.4, et [B-0091](#), p. 5 et 6, réponse à la demande 1.1.

¹⁰³ Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision [D-2015-059](#), p. 155.

¹⁰⁴ Pièces [B-0092](#), p. 15, 17, 19 et 21, réponses aux demandes 3.2 et 3.4, et [B-0070](#), p. 7 à 9, réponse à l'engagement 11.

entre les seuils de tension de 230 kV et 450 kV impacterait RTA sur « *ses deux lignes* » (se référer à la section 3.2.2 de la présente décision) :

« Du point de vue de la fiabilité, le Coordonnateur peut-il justifier de n'appliquer le critère de défaut triphasé sur [les « deux lignes » de la Limite Alcan entre les seuils de tension de 230 kV et 450 kV] qu'après un délai de 25 ans, afin que l'entité RTA effectue des remplacements d'équipements? »¹⁰⁵.

« Veuillez expliquer si l'entité HQT serait en mesure de modifier les réglages des systèmes de protection des lignes RTP [...] et [...] afin de minimiser les risques pour la fiabilité pendant 25 ans, notamment, le temps que RTA se conforme au critère de défaut triphasé »¹⁰⁶.

[130] Le Coordonnateur précise que seule la « *ligne* » ayant une tension de plus de 300 kV aurait un impact hypothétique sur la fiabilité du Réseau puisque celle d'une tension inférieure à 300 kV respecte déjà le critère de défaut triphasé, sans impact.

[131] Si des modifications survenaient au cours des 25 prochaines années sur la « *ligne* » de moins de 300 kV, les entités visées devront s'assurer qu'elles respectent toujours l'application du critère de défaut triphasé. Le Coordonnateur souligne qu'il faudrait une modification significative au Réseau pour que le respect du critère triphasé sur cette ligne devienne un enjeu.

[132] Il conclut qu'il n'y a aucune raison pouvant justifier d'exempter cette « *ligne de l'entité RTA* » de moins de 300 kV de l'application du critère de défaut triphasé, notamment puisque cette application ne présente pas actuellement d'impact sur cette installation.

[133] En ce qui a trait à la « *ligne* » de plus de 300 kV, le Coordonnateur réitère que l'impact est mineur pour RTA. L'incertitude des hypothèses que le Coordonnateur a utilisées pour déterminer cet impact s'appliquerait aussi au risque pour la fiabilité du Réseau (se référer à la section 3.4.1 de la présente décision).

¹⁰⁵ Pièce [B-0091](#), p. 4, réponse à la demande 1.1.

¹⁰⁶ Pièce [B-0091](#), p. 7, demande 1.2.

[134] Le Coordonnateur ne peut conclure que la suspension de l'application du critère de défaut triphasé pour les 25 prochaines années pour cette « ligne » de plus de 300 kV soit acceptable pour la fiabilité¹⁰⁷.

[135] Enfin, il précise que les protections de la « ligne » de plus de 300 kV appartiennent à HQT et à RTA. Ces protections sont déjà accélérées et coordonnées entre elles. La protection pertinente la plus importante à l'application du critère de défaut triphasé se situe à un poste de RTA¹⁰⁸.

[136] Ainsi, la protection du côté d'HQT n'a pas une contribution assez importante pour régler l'enjeu d'application du critère de défaut triphasé. Par conséquent, HQT n'est pas en mesure de modifier des réglages pour minimiser les risques pour la fiabilité pendant 25 ans ou toute autre période¹⁰⁹.

3.4.3 POSSIBLE MODALITÉ CONSIDÉRANT LA CONCEPTION DES INSTALLATIONS

[137] Le Coordonnateur soumet qu'une modalité allégeant l'application du critère de défaut triphasé pour les installations qui n'ont pas été conçues à cet effet n'est pas souhaitable dans un contexte obligatoire et n'est pas pertinente à la problématique au présent dossier. Notamment, il soumet que, indépendamment du fait que l'installation soit conçue ou non pour résister à un défaut triphasé, la norme exige une stabilité du réseau et non de l'installation. Le Coordonnateur ne pourrait valablement défendre cette interprétation au surveillant NPCC¹¹⁰.

3.4.4 TERMINOLOGIE EMPLOYÉE AU GLOSSAIRE

[138] Le Coordonnateur considère que la Régie devrait rejeter les demandes de RTA relatives au Glossaire, puisqu'elles débordent du cadre du présent dossier et bénéficieraient d'une consultation publique.

¹⁰⁷ Pièces [B-0091](#), p. 3 à 6, réponse à la demande 1.1, et [B-0092](#), p. 20, réponse à la demande 3.4.

¹⁰⁸ Donnée à caractère confidentiel.

¹⁰⁹ Pièce [B-0091](#), p. 7, réponse à la demande 1.2.

¹¹⁰ Pièce [B-0092](#), p. 20 et 21, réponse à la demande 3.4.

[139] Le Coordonnateur précise à ce sujet qu'il entend déposer, au début de l'année 2021, un projet de refonte du Glossaire traitant, notamment, de sa proposition pour les termes du projet 2015-04 de la NERC, incluant le terme « *Reliability Standard* ».

[140] Par ailleurs, selon le Coordonnateur, les demandes de RTA relatives au Glossaire ne modifient en rien l'application de la norme FAC-011-3 et ne sont pas utiles pour la fiabilité. Il soumet que les normes n'obligent pas les entités visées à agrandir leurs installations existantes ou à construire de nouvelles installations pour s'y conformer.

[141] Bien qu'une entité visée puisse choisir une telle avenue, il existe des avenues alternatives pour se conformer aux normes, notamment des alternatives opérationnelles. De manière générale, les normes tendent à prescrire les objectifs de fiabilité visés et non le moyen qu'une entité doit choisir pour y arriver¹¹¹.

3.5 MODALITÉ CONJOINTE

[142] Le 26 mars 2021¹¹², le Coordonnateur dépose la proposition de modalité d'application du critère de défaut triphasé suivante, après avoir tenu des discussions avec RTA. Le 31 mars 2021, RTA confirme son appui à cette proposition¹¹³ (la Modalité conjointe) :

Version française :

« 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; cette disposition particulière sera maintenue pendant une durée de quinze (15) ans, débutant à la date d'adoption de la norme.

¹¹¹ Pièce [B-0092](#), p. 11, réponse à la demande 2.2.

¹¹² Pièce [B-0134](#).

¹¹³ Pièce [C-RTA-0040](#).

À l'égard des PVI, l'exigence E2.2.1 ne s'applique pas aux installations du RTP de 230 kV et plus 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; cette disposition particulière sera maintenue pendant une durée de 8 ans, débutant à la date d'adoption de la norme »¹¹⁴. [nous soulignons]

Version anglaise :

“ Requirement R2.2.1 applies as stipulated [in the] Standard, except for RTP Facilities operating at less than 230 kV that were not substantially modified after January 1, 2019 for which Requirement R2.2.1 is replaced by the following:

R2.2.1 Single line to ground with Normal Clearing, on any Faulted generator, line, transformer, or shunt device. This specific provision will be in force for a period of fifteen (15) years following the standard adoption date.

With respect to generation facilities for industrial use (PVI), Requirement R2.2.1 does not apply to RTP Facilities operating at more than 230 kV that were not substantially modified after January 1, 2019 for which Requirement R2.2.1 is replaced by the following:

R2.2.1 Single line to ground with Normal Clearing, on any Faulted generator, line, transformer, or shunt device. This specific provision will be in force for a period of eight (8) years following the standard adoption date ”¹¹⁵. [nous soulignons]

¹¹⁴ Pièce [B-0136](#), norme FAC-011-3, p. QC-1.

¹¹⁵ Pièce [B-0137](#), norme FAC-011-3, p. QC-1.

3.6 OPINION DE LA RÉGIE

3.6.1 GÉNÉRALITÉS

[143] La Régie retient de la position du Coordonnateur que l'application du critère de défaut triphasé est courante ailleurs en Amérique du Nord et que si cette application avait lieu sur l'ensemble de l'Interconnexion du Québec (réseau RTP), il y aurait un gain sur sa fiabilité.

[144] Elle retient également le fait que les Limites SOL les plus spécifiques, les plus probantes et les plus impactées par l'application du critère de défaut triphasé au Québec sont celles de la Limite Alcan, mais qu'HQT tient compte de ce critère dans la planification de son réseau Bulk et pour les réseaux régionaux non-Bulk (installations RTP) depuis 2005.

[145] À cet égard et par souci de clarté, la Régie considère qu'il est approprié de faire référence, dans les prochaines sections, aux « *installations* » de l'interconnexion entre ces deux réseaux (peu importe leur propriétaire), plutôt qu'aux « *lignes* » appartenant à HQT ou à RTA, tel que dans certains passages de la preuve du Coordonnateur qui peuvent porter à confusion (voir aussi les sections 3.2.2 et 3.4.2 de la présente décision). À titre d'exemple :

« [...] Un seuil de 450 kV aurait éliminé l'impact pour l'entité RTA en excluant ses deux lignes d'une tension de plus de 230 kV de l'ACDT »¹¹⁶. [nous soulignons]

« [...] la limite qui préoccupe RTA n'est pas sur une installation de RTA, mais bien sur une installation d'Hydro-Québec TransÉnergie »¹¹⁷. [nous soulignons]

[146] De plus, la Régie souligne que le terme « *installations* » inclut, notamment, les « *lignes* » et les « *départs des lignes* »¹¹⁸.

¹¹⁶ Pièces [B-0018](#), p. 9, et [B-0092](#), p. 15, réponses aux demandes 3.1.1 et 3.1.2.

¹¹⁷ Pièce [B-0092](#), p. 21, réponse à la demande 3.4.

¹¹⁸ Se référer au [Registre](#) en vigueur au 12 mars 2021.

[147] De la position de RTA, la Régie retient le fait que l'application du critère de défaut triphasé pourrait l'impacter de façon importante et que l'Interconnexion du Québec présente des particularités que la Régie doit considérer, tel qu'elle l'a fait dans d'autres dossiers.

3.6.2 CONSULTATION DES ENTITÉS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ

[148] La Régie constate que les propositions du Coordonnateur quant à la modalité d'application du critère de défaut triphasé répondent partiellement au paragraphe 113 de sa décision D-2017-110 car une consultation préalable au dépôt du présent dossier devait être tenue, mais ne l'a pas été. C'est plutôt la Première modalité d'application qui a fait l'objet d'une consultation.

[149] Afin de ne pas complexifier le traitement des dossiers d'adoption de normes, la Régie est d'avis que cette façon de procéder n'est pas souhaitable et qu'elle devrait être évitée à l'avenir.

3.6.3 MODALITÉ CONJOINTE

[150] Après examen de la formulation de la Modalité conjointe, la Régie comprend qu'elle permet à RTA de gérer les risques pour ses opérations de façon acceptable et au Coordonnateur de continuer à assurer la fiabilité du Réseau.

[151] Ainsi, la Régie accueille la proposition de modalité d'application du critère de défaut triphasé de l'annexe Québec de la norme FAC-011-3, dans ses versions française et anglaise, présentée par le Coordonnateur en suivi du paragraphe 113 de la décision D-2017-110 et appuyée par RTA¹¹⁹.

[152] Par conséquent, la Régie tient à présenter certaines observations à l'égard de la formulation de la Modalité conjointe.

¹¹⁹ Annexe Québec de la norme FAC-011-3, dans ses versions française et anglaise, aux pièces [B-0136](#) et [B-0137](#), p. QC-1.

Allègement à l'égard des PVI

[153] La Régie constate que la Modalité conjointe prévoit un allègement temporaire « à l'égard des PVI », malgré les positions divergentes des parties quant à l'impact de l'application du critère de défaut triphasé pour RTA, quant au maintien du statut de PVI pour RTA en mode export et quant à l'iniquité d'un allègement pour une seule entité.

[154] À ce sujet, la Régie constate que le Coordonnateur s'est appuyé sur le paragraphe 634 de la décision D-2015-059¹²⁰ pour justifier ses propos à l'effet qu'en mode export RTA n'agit pas en tant que PVI.

[155] Or, ce paragraphe n'est pas pertinent aux fins des enjeux traités au présent dossier. Il doit être lu dans le contexte où la décision D-2015-059 a été rendue. En effet, la distinction entre les modes import et export qui y a été faite par la Régie a trait à une directive de délestage obligatoire des charges de RTA prévue à l'exigence E4 de la norme TOP-001-1a et non pas la conservation ou la perte du statut de PVI selon le sens de transit, comme le Coordonnateur semble le suggérer.

[156] Conséquemment, la Régie juge que l'argument du Coordonnateur à l'effet que RTA perd son statut de PVI lorsqu'elle exporte de l'énergie vers le réseau d'HQT n'est pas pertinent.

[157] Selon le Registre révisé le 12 mars 2021, la Régie constate que l'abréviation PVI signifie « *propriétaire d'installation de production à vocation industrielle* » et que RTA est la seule entité au Québec pour laquelle le Coordonnateur a prévu, à l'annexe A la note, « *[i]nstallations de production à vocation industrielle (PVI)* »¹²¹.

[158] La Régie constate aussi des propos du Coordonnateur que l'interconnexion de la Limite Alcan présente l'impact le plus important de l'application du critère de défaut triphasé.

¹²⁰ Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision [D-2015-059](#), p. 155.

¹²¹ [Registre](#) en vigueur au 12 mars 2021, p. 4 et 11. Aucune autre précision à l'égard des PVI n'est faite au Registre.

[159] Conséquemment, la Régie considère que l'allègement temporaire accordé à certaines installations de l'interconnexion entre le réseau du seul PVI au Québec et le réseau d'HQT, pour l'application du critère de défaut triphasé, est raisonnable et ne comporte pas d'enjeux d'iniquité.

Élargissement des installations couvertes par un allègement

[160] La Régie constate que dans la formulation de la Modalité conjointe, le Coordonnateur n'a pas tenu compte des propos qu'il a tenus à l'audience qui a eu lieu dans le cadre du dossier R-3944-2015¹²² et que la Régie avait retenus à la première puce du paragraphe 96 de sa décision D-2017-110¹²³. Ces propos étaient à l'effet que la modalité d'application du critère de défaut triphasé devait se centrer sur les réseaux RTP non-Bulk, soit un champ plus restreint que le RTP¹²⁴.

[161] Bien qu'en réponse aux questionnements de la Régie au présent dossier, le Coordonnateur indique ne pas être en désaccord avec une telle restriction, étant donné son bénéfice pour la fiabilité, la Régie constate qu'il « *ne voit pas l'intérêt de proposer une telle codification à ce stade* »¹²⁵.

[162] Ainsi, la Régie constate qu'il y aurait eu un bénéfice pour la fiabilité si la formulation de l'allègement de la première partie de la Modalité conjointe avait été restreinte aux installations du RTP non-Bulk de moins de 230 kV. Pour la deuxième partie de cette modalité, soit celle à l'égard des PVI, la prise en compte du champ RTP non-Bulk ou du champ RTP dans la formulation de son allègement aurait mené au même résultat quant à la fiabilité du Réseau, car RTA ne possède que des installations classées non-Bulk.

[163] Toutefois, la Régie demeure préoccupée par les réponses obtenues du Coordonnateur à ses questionnements quant à la possibilité de restreindre le nombre d'installations visées par l'allègement de la modalité d'application du critère de défaut triphasé, compte tenu du rôle et de l'expertise de ce dernier au niveau de la fiabilité du Réseau.

¹²² Dossier R-3944-2015, pièces [A-0074](#), p. 35 et 36, et [B-0120](#), p. 5 et 6.

¹²³ Dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015, décision [D-2017-110](#), p. 31.

¹²⁴ Aux pièces [B-0070](#), p. 3 et 4, réponse à l'engagement 9.1, et [B-0092](#), p. 5 à 8, réponse à la demande 1.1, le Coordonnateur ne justifie que la prise en compte des réseaux RTP non-Bulk dans la formulation de l'ordonnance transitoire préservant le *statu quo* (déjà incluse à l'annexe Québec de la norme en vigueur FAC-011-2).

¹²⁵ Pièce [B-0092](#), p. 22, réponse à la demande 3.4.

[164] Enfin, elle constate que RTA ne s'opposait pas à la limitation de l'exemption d'une modalité d'application du critère de défaut triphasé aux réseaux RTP non-Bulk¹²⁶.

Début des allègements et leurs durées

[165] La Régie constate que le Coordonnateur et RTA se sont entendus sur une durée de 15 ans pour l'allègement relatif aux installations de moins de 230 kV et de huit ans « *débutant à la date d'adoption de la norme* » pour celui à l'égard des PVI relatif aux installations de 230 kV et plus.

[166] Cependant, les formulations les plus à jour de la Nouvelle modalité d'application et de la Modalité alternative prévoyaient plutôt que tout allègement aurait lieu « *suivant l'entrée en vigueur de la norme* » ou « *suivant la date d'entrée en vigueur de la norme* » (se référer aux sections 3.2.3, 3.3.3 et 3.5 de la présente décision).

[167] Par ailleurs, la Régie observe que dans les modalités d'application mentionnées précédemment, la norme FAC-011-3 n'est pas précisée pour marquer le début des allègements. Elle souligne que la NERC prépare déjà la norme FAC-011-4 laquelle devrait éventuellement être proposée par le Coordonnateur pour adoption et mise en vigueur au Québec¹²⁷.

Moment des « modifications substantielles »

[168] La Régie constate que la Modalité conjointe a repris le moment d'application des modifications substantielles des versions les plus anciennes de la Nouvelle modalité d'application et de la Modalité alternative, soit « *après le 1^{er} janvier 2019* », et non pas celui des versions les plus à jour, soit « *après la date d'entrée en vigueur de la norme [FAC-011-3]* » (voir les sections 3.2.2, 3.2.3 et 3.3.3 de la présente décision).

Cohérence entre les textes en versions française et anglaise

[169] La Régie constate une incohérence importante dans la traduction de l'expression « *230 kV et plus* » en anglais. En effet, au lieu d'indiquer « *230 kV and more* », la traduction indique « *more than 230 kV* », ce qui impliquerait l'exclusion du seuil de tension égale à

¹²⁶ Pièce [C-RTA-0031](#), p. 7 et 8, réponse à la demande 2.5.

¹²⁷ [Projet 2015-09 de la NERC](#) « *Establish and Communicate System Operating Limits* ».

230 kV de l'application du critère de défaut triphasé, considérant que la première partie de la modalité vise les installations RTP de « *moins de 230 kV* ».

[170] La Régie ordonne au Coordonnateur de corriger la version anglaise de la proposition de modalité d'application du critère de défaut triphasé de l'annexe Québec de la norme FAC-011-3, afin que les seuils de tension soient cohérents avec ceux de la version française correspondante.

3.6.4 IMPACT DE L'APPLICATION DU CRITÈRE DE DÉFAUT TRIPHASÉ AVEC ET SANS LA MODALITÉ CONJOINTE

[171] La Régie ne dispose pas d'information sur l'impact final, pour RTA, de l'application de la Modalité conjointe mais constate que cette modalité fait consensus entre les parties.

[172] La Régie juge difficilement conciliables les différentes estimations soumises au cours du dossier quant à l'impact, pour RTA, de l'application du critère de défaut triphasé avec et sans l'allègement, soit celles de l'Évaluation du Coordonnateur, de l'analyse de risques de RTA et des commentaires de RTA lors de la consultation tenue en amont du présent dossier.

[173] Enfin, la Régie souligne l'importance des estimations sur l'impact de l'application de normes et, dans le cas présent, de l'application du critère de défaut triphasé, bien que celles-ci comportent des défis, notamment quant à l'établissement de certaines hypothèses.

3.6.5 NORMES FAC-010 ET FAC-014-2 CONSIDÉRÉES AU PARAGRAPHE 113 DE LA DÉCISION D-2017-110

[174] La Régie constate qu'en plus de faire référence à la norme FAC-011, le paragraphe 113 de la décision D-2017-110 fait également référence aux normes FAC-010 et FAC-014-2¹²⁸.

¹²⁸ Dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015, décision [D-2017-110](#), p. 35.

[175] En ce qui a trait à la norme FAC-010, la Régie note que le Coordonnateur a retiré la demande d'adoption de la version 3, soumise au début du présent dossier, et qu'il a maintenu sa demande de retrait de la version 2.1 en vigueur.

[176] La Régie note aussi qu'aucune nouvelle version de la norme FAC-014-2 n'a été soumise pour adoption de façon conjointe avec les normes FAC-010 et FAC-011 au présent dossier¹²⁹, tel que mentionné dans la décision D-2017-110.

[177] D'ailleurs, la norme FAC-014-2 et son annexe Québec sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, soit avant la décision D-2017-110. Ainsi, aucune disposition particulière relative à la préservation du *statu quo* quant à l'application du critère de défaut triphasé n'est prévue¹³⁰, contrairement aux normes en vigueur FAC-010-2.1 et FAC-011-2¹³¹.

[178] De plus, la Régie constate que la norme FAC-014-2 en vigueur s'applique, entre autres, au Coordonnateur. Elle retient de la position de ce dernier que la proposition d'une disposition particulière relative à l'application du critère de défaut triphasé pour la norme FAC-014 n'est pas pertinente, ni souhaitable, compte tenu de la Modalité conjointe proposée au présent dossier pour la norme FAC-011.

[179] **Par conséquent, la Régie met fin au suivi du paragraphe 113 de la décision D-2017-110 qui vise les normes FAC-010 et FAC-014-2, ce suivi étant devenu caduc.**

3.6.6 TERMINOLOGIE DU GLOSSAIRE

[180] La Régie note que la NERC a révisé le terme « *Reliability standard* » et 25 autres termes dans son projet 2015-04.

¹²⁹ [Lettre du Coordonnateur datée du 14 février 2019](#), p. 1.

¹³⁰ Annexe Québec de la norme [FAC-014-2](#) en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, p. QC-1.

¹³¹ Annexes Québec des normes [FAC-010-2.1](#) et [FAC-011-2](#) en vigueur depuis le 1^{er} avril 2019, p. QC-1.

[181] Le Coordonnateur a demandé l'adoption de quelques termes de ce projet générique au dossier R-4104-2019. Il avait alors envisagé le dépôt des autres termes, pour adoption, selon les priorités d'adoption des normes ou, au besoin, lors d'un projet de révision complète du Glossaire.

[182] Dans sa décision D-2020-067 rendue dans le cadre du dossier R-4104-2019, la Régie a indiqué qu'il n'était pas souhaitable de continuer de traiter à la pièce les changements d'un projet cohérent en soi, notamment en raison du potentiel risque d'erreurs.

[183] La Régie a ensuite indiqué qu'elle s'attendait à ce que le Coordonnateur traite en priorité du projet 2015-04 de la NERC et à ce qu'il dépose un projet traitant des autres modifications de termes du Glossaire issues de ce projet, dans les meilleurs délais¹³².

[184] La Régie constate que le Coordonnateur a déposé une demande d'adoption de modifications de termes du Glossaire au dossier R-4148-2021 précisant que ces modifications sont le résultat du projet 2015-04 de la NERC et d'un exercice d'harmonisation du Coordonnateur de tous les termes du Glossaire en comparaison de ceux apparaissant au Glossaire de la NERC en date du 4 janvier 2021¹³³.

[185] Elle note que cette demande inclut l'ajout d'une définition française et anglaise pour les termes « *Reliability standard* » ou « *Norme de fiabilité* »¹³⁴ et que RTA n'a soumis aucun commentaire à cet égard lors de la consultation des entités visées par les normes de fiabilité préalable au dépôt du dossier R-4148-2021¹³⁵.

[186] Compte tenu du dossier R-4148-2021 et de l'adoption de la Modalité conjointe au présent dossier, la Régie ne juge plus pertinent et opportun de se prononcer sur les demandes de RTA relatives à la terminologie du Glossaire.

¹³² Décision [D-2020-067](#), p. 17 à 19.

¹³³ Dossier R-4148-2021, pièce [B-0002](#), p. 1 et 2.

¹³⁴ Dossier R-4148-2021, pièce [B-0009](#), p. 9 et 21.

¹³⁵ Dossier R-4148-2021, pièce [B-0006](#), p. 1.

4. FORMULATION DU CHAMP D'APPLICATION À L'ANNEXE QUÉBEC DE LA NORME FAC-011-3

[187] Le champ d'application de la norme FAC-011-3 de la NERC est le BES, alors que celui retenu pour le Coordonnateur au Québec, et précisé à l'annexe Québec de la norme, est le RTP¹³⁶.

4.1 RÉFÉRENCE AU BES DANS LA NORME FAC-011-3 DE LA NERC

[188] La norme FAC-011-3 de la NERC fait référence au fonctionnement du BES à la section « *B. Exigences* » (premier paragraphe de l'exigence E2 et exigence E2.1), ainsi qu'à la section « *D. Conformité* » (exigence E2 de la sous-section « *3. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)* »).

[189] Par ailleurs, la fonction visée par cette norme, soit celle du « *Coordonnateur de la fiabilité* », est précisée à la section « *A. Introduction* », sous-section « *4. Applicabilité* ». Aucun autre item n'est considéré par la NERC à la sous-section 4.

4.2 RÉFÉRENCE AU RTP À L'ANNEXE QUÉBEC DE LA NORME

[190] La section « *A. Introduction* » (sous-section « *4. Applicabilité* ») de la norme FAC-011-3 proposée par le Coordonnateur¹³⁷ inclut deux items, soit l'item « *4.1. Entités fonctionnelles* » indiquant « *Aucune disposition particulière* » et l'item « *4.2. Installations* » indiquant « *Les installations visées par cette norme sont les installations du réseau de transport principal (RTP)* ».

[191] Également, la section « *D. Conformité* » (sous-section « *3. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)* ») de cette annexe indique « *Toutes les occurrences du terme « BES » sont remplacées par « RTP »* ».

¹³⁶ Pièce [B-0136](#), norme FAC-011-3, p. 1 et Annexe Québec de cette norme, p. QC-1 et QC-2.

¹³⁷ Annexe Québec de la norme FAC-011-3, dans ses versions française et anglaise, aux pièces [B-0136](#) et [B-0137](#), p. QC-1.

[192] Aucune autre section de l'annexe Québec de la norme FAC-011-3 proposée par le Coordonnateur ne fait référence au champ RTP.

[193] Questionné sur les motifs pour lesquels aucune disposition particulière n'ait été prévue à la section « *B. Exigences* » voulant que le terme BES soit remplacé par RTP, bien que la codification de la norme de la NERC aux sections « *B. Exigences* » et « *D. Conformité* » soit similaire en ce qui a trait au fonctionnement du BES, le Coordonnateur soumet qu'il emploie le terme BES dans le cadre générique désignant l'ensemble du BES, alors que le terme RTP réfère au contexte spécifique d'application des normes, « *tel que demandé par la Régie au paragraphe 91 de la décision D-2011-068* ».

[194] Le Coordonnateur ajoute que, bien que certaines exigences des normes de fiabilité visent le « fonctionnement du BES » de façon générique, « l'application des normes » concerne le contexte spécifique du RTP pour la majorité des normes pertinentes applicables aux entités visées au Québec.

[195] Le Coordonnateur ne voit donc pas la nécessité de prévoir une disposition particulière à la section « *B. Exigences* » relative au champ d'application de la norme FAC-011-3 pour la fiabilité. Il rappelle que la norme FAC-011-2 est en vigueur et que ces points de forme n'ont pas fait l'objet d'enjeux en surveillance.

[196] Par souci de cohérence, le Coordonnateur considère pertinent de retirer la disposition particulière relative au RTP de la section « *D. Conformité* » (sous-section « *3. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)* »), puisque cette disposition permet seulement d'informer le surveillant lors d'imposition de sanctions en cas de non-conformités. Le retrait de cette disposition n'est que de forme.

[197] Par ailleurs, le Coordonnateur soumet que la disposition particulière relative au RTP de la section « *A. Introduction* » est nécessaire aux fins de l'application de la norme FAC-011-3¹³⁸.

¹³⁸ Pièce [B-0092](#), p. 24 à 26, réponses aux demandes 4.1 et 4.2.

[198] La Régie constate que le paragraphe 91 de sa décision D-2011-068, reproduit ci-dessous, fait référence à la traduction des termes BES et RTP dans deux contextes précis et non pas à une codification spécifique que le Coordonnateur devrait ou non appliquer pour les dispositions particulières des normes de la NERC au Québec :

« [91] Pour ces motifs, la Régie demande au Coordonnateur de traduire l'expression « Bulk Electric System (BES) » par « système de production-transport d'électricité » dans le contexte générique des normes de fiabilité de la NERC et de traduire l'expression « Réseau de transport principal (RTP) » par « Main transmission system (MTS) » dans le contexte spécifique de la désignation du champ d'application de la plupart des normes de fiabilité applicables au Québec. En conséquence, la Régie demande au Coordonnateur de modifier la version française des normes de fiabilité visées et le Glossaire »¹³⁹.

[199] D'ailleurs, la Régie constate que la façon de codifier la circonscription du champ BES au champ RTP et les justifications à cet effet au présent dossier diffèrent par rapport à d'autres dossiers d'adoption de normes présentant des similitudes. Tel est le cas du dossier R-4123-2020 relatif à l'adoption de la norme TPL-007-3 et de son annexe Québec¹⁴⁰.

[200] La Régie rappelle le paragraphe 82 de sa décision D-2021-015, rendue dans le cadre du dossier R-4123-2020 :

« [82] [...] la Régie invite autant le Coordonnateur, lors de la préparation de sa preuve, que les différentes entités visées, lors de la consultation préalable, de porter une attention spéciale au texte des différentes dispositions particulières, spécifiquement celles relatives au champ d'application »¹⁴¹.

[201] Enfin, la Régie réitère que les dispositions d'une norme et de son annexe Québec doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et

¹³⁹ Dossier R-3699-2009, décision [D-2011-068](#), p. 25.

¹⁴⁰ Voir les paragraphes 72 à 83 de la décision [D-2021-015](#), p. 20 à 22. Par ailleurs, le Coordonnateur proposait, au début du dossier R-4123-2020, une disposition particulière qui demandait le remplacement du terme BES par le terme RTP pour quatre exigences de cette norme, mais qui excluait les quatre mesures correspondantes à ces exigences, malgré que ces mesures faisaient aussi référence au BES dans la norme NERC. En réponse à une demande de renseignements, à la pièce [B-0017](#), p. 15 et 16, le Coordonnateur s'est engagé à considérer, dans la même disposition particulière, les quatre exigences et les quatre mesures mentionnées. L'annexe Québec résultante est présentée à la pièce [B-0018](#). Il est à noter qu'aucune disposition particulière relative au champ RTP n'a été prévue à la section « A. Introduction » de la norme TPL-007-3.

¹⁴¹ Décision [D-2021-015](#), p. 22.

d'interprétation, mais qu'en cas de divergence entre la norme visée et son annexe, l'annexe a préséance¹⁴².

[202] Ainsi, afin d'éviter des enjeux d'interprétation, la Régie juge souhaitable qu'une disposition particulière soit prévue à l'annexe Québec pour toutes les sections de la norme FAC-011-3 faisant référence au champ BES, afin que le terme BES soit remplacé par le terme RTP. Elle ne s'objecte pas à l'inclusion d'une disposition particulière additionnelle à cet égard, à la section « *A. Introduction* » de l'annexe Québec de cette norme.

[203] La Régie ne retient pas la proposition du Coordonnateur quant au retrait de la disposition particulière de la section « *D. Conformité* » de la norme FAC-011-3.

[204] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter à la section « B. Exigences » de la norme FAC-011-3, dans ses versions française et anglaise, une disposition particulière précisant que toutes les occurrences du terme « BES » soient remplacées par le terme « RTP ».**

5. ADOPTION DE LA NORME

5.1 POSITION DU COORDONNATEUR

[205] À la suite de la consultation des entités visées par les normes de fiabilité menée à l'automne 2018, le Coordonnateur conclut que la norme FAC-011-3 est nécessaire à la fiabilité et qu'elle assure une harmonisation des exigences avec les territoires voisins. Quant à l'impact de cette norme, le Coordonnateur retranscrit de manière littérale les commentaires reçus de RTA, lesquels étaient en lien avec l'enjeu du critère de défaut triphasé (traité à la section 3 de la présente décision).

¹⁴² Annexe Québec de la norme FAC-011-3, dans ses versions française et anglaise, aux pièces [B-0136](#) et [B-0137](#), p. QC-1.

[206] Le Coordonnateur précise que la NERC a apporté des modifications à la norme FAC-011-2 par la nouvelle version FAC-011-3 déposée au présent dossier, mais que ces modifications ne visent pas le critère de défaut triphasé. Selon lui, rien ne s'oppose à l'adoption et à l'entrée en vigueur de la norme FAC-011-3¹⁴³.

5.2 POSITION DE RTA

[207] En réponse à un engagement souscrit lors de la séance de travail tenue le 18 août 2020, RTA souligne qu'au paragraphe 394 de la décision D-2019-101¹⁴⁴ rendue dans le cadre du dossier R-3996-2016 Phase 2, la Régie a demandé au Coordonnateur de déposer une étude sur le niveau maximal de perte de charge au Québec.

[208] À moins d'intégrer à la norme FAC-011-3 une disposition particulière pour exclure les installations pertinentes qui n'ont pas été conçues pour satisfaire aux exigences de cette norme, RTA considère qu'il serait prudent de maintenir le *statu quo* à l'égard de la demande d'adoption et de mise en vigueur de cette norme, en attendant le dépôt de l'étude du Coordonnateur et la fin de la phase 3 du dossier R-3996-2016¹⁴⁵.

5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[209] La Régie considère que le traitement au présent dossier du suivi du paragraphe 113 de la décision D-2017-110 relatif à la formulation d'une modalité d'application du critère de défaut triphasé au Québec ne devrait pas avoir pour effet de remettre en question la pertinence d'adopter la norme FAC-011-3.

[210] En effet, les modifications de la NERC à la norme FAC-011-2, aux fins de la norme FAC-011-3, ne sont pas en lien avec le critère de défaut triphasé mais plutôt en lien avec l'utilisation unique du terme automatisme de réseau (RAS).

¹⁴³ Pièces [B-0085](#), p. 3 et 4, et [B-0005](#), Ressources de production décentralisées et Automatismes de réseau (RAS), p. 1, 5 et 15.

¹⁴⁴ Décision [D-2019-101](#), p. 122.

¹⁴⁵ Pièce [C-RTA-0017](#), p. 1 et 2, réponse à l'engagement 3.

[211] De plus, la norme en vigueur FAC-011-2 inclut, dans son annexe Québec, une ordonnance transitoire préservant le *statu quo* à l'égard de l'application du critère de défaut triphasé, applicable jusqu'à ce que la Régie se prononce sur le traitement du paragraphe 113 de la décision D-2017-110.

[212] Compte tenu de ce qui précède et étant donné que la Modalité conjointe fait consensus entre le Coordonnateur et RTA, bien qu'elle n'exclut pas les installations qui n'ont pas été conçues pour satisfaire le critère de défaut triphasé, la Régie considère que la proposition de RTA relative au maintien du *statu quo* à l'égard de la demande d'adoption et de mise en vigueur de la norme FAC-011-3 n'est pas pertinente.

[213] D'ailleurs, la Régie constate que dans sa décision D-2021-028, rendue le 9 mars 2021 dans le cadre du dossier R-3996-2016¹⁴⁶, elle a accepté que l'étude sur le niveau maximal de perte de charge au Québec ne soit pas traitée dans ce dossier mais plutôt dans le cadre du dépôt d'une demande concernant une nouvelle méthodologie relative au champ d'application des normes de fiabilité¹⁴⁷, en autant que ce dossier soit déposé dans les meilleurs délais.

[214] De plus, la Régie note que la décision D-2019-101 rendue dans le cadre de la phase 2 du dossier R-3996-2016 a fait état des principes généraux en fiabilité qui, bien qu'importants, n'ont pas impacté les discussions spécifiques relatives au suivi du paragraphe 113 de la décision D-2017-110 au présent dossier¹⁴⁸.

[215] La Régie constate qu'aucune autre entité visée ne s'est prononcée sur l'adoption de la norme FAC-011-3.

[216] Enfin, de façon générale, la Régie se déclare satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de la norme FAC-011-3 et de son annexe Québec déposés le 26 mars 2021¹⁴⁹. Elle rappelle toutefois les modifications à la formulation de ces textes

¹⁴⁶ Décision [D-2021-028](#), p. 8, par. 27.

¹⁴⁷ Dossier R-3996-2016 Phase 3, pièce [B-0139](#), p. 2.

¹⁴⁸ Décision [D-2019-101](#), p. 99 à 123 (Modèle de fiabilité au Québec). En particulier, se référer au paragraphe 368, à la page 114, où la Régie se prononce sur le champ d'application des normes. Voir aussi les demandes de révision de cette décision déposées par le Coordonnateur (dossier R-4103-2019, pièce [B-0002](#)) et par RTA (dossier R-4107-2019, pièce [B-0002](#)) qui n'ont pas non plus eu d'impact sur l'enjeu spécifique de l'application du critère de défaut triphasé au présent dossier.

¹⁴⁹ Norme FAC-011-3 et son annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise, aux pièces [B-0136](#) et [B-0137](#).

demandées dans la présente décision et souligne avoir constaté la présence de certaines coquilles de forme.

[217] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de lui soumettre pour adoption, au plus tard le 30 juin 2021 à 12 h, une version complète révisée de la norme FAC-011-3 ainsi que de son annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise, en vue de la décision sur la conformité. Cette version devra tenir compte des modifications demandées aux paragraphes 170 et 204 de la présente décision ainsi que des corrections aux coquilles de forme soulevées par la Régie .**

[218] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie :**

- **adopte la norme FAC-011-3 ainsi que son annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;**
- **retire les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2, devenues désuètes, ainsi que leur annexe Québec respective, dans leurs versions française et anglaise.**

6. DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR DE LA NORME ET DATE DE RETRAIT DES NORMES REMPLACÉES

[219] Comme pour l'ensemble des normes adoptées au présent dossier, le Coordonnateur propose, pour la norme FAC-011-3, d'appliquer le délai minimal de 60 jours entre l'adoption et l'entrée en vigueur de la norme et de considérer une date d'entrée en vigueur au premier jour de l'un des quatre trimestres d'une année civile, que la Régie a déjà autorisés dans ses décisions antérieures¹⁵⁰.

[220] **La Régie accueille la proposition du Coordonnateur relative à la date d'entrée en vigueur de la norme FAC-011-3.**

¹⁵⁰ Dossier R-3699-2009 Phase 2, décisions [D-2016-011](#), p. 46, par. 193, et [D-2015-168](#), p. 15, par. 51.

[221] **Par conséquent, la Régie fixe au 1^{er} octobre 2021 :**

- **la date d'entrée en vigueur de la norme FAC-011-3 ainsi que de son annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;**
- **la date de retrait des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 ainsi que de leur annexe Québec respective, dans leurs versions française et anglaise.**

[222] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande du Coordonnateur;

ADOpte la norme de la NERC FAC-011-3 ainsi que son annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;

ACCUEILLE la proposition de modalité d'application du critère de défaut triphasé de l'annexe Québec de la norme FAC-011-3, dans ses versions française et anglaise, présentée par le Coordonnateur en suivi du paragraphe 113 de la décision D-2017-110 et appuyée par RTA;

RETIRE les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2, ainsi que leur annexe Québec respective, dans leurs versions française et anglaise;

FIXE au **1^{er} octobre 2021** la date d'entrée en vigueur de la norme FAC-011-3 ainsi que son annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;

FIXE au **1^{er} octobre 2021** la date de retrait des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 ainsi que leur annexe Québec respective, dans leurs versions française et anglaise;

FIXE au **30 juin 2021, à 12 h** la date de dépôt de la norme FAC-011-3 et de son annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise, adoptées et mises en vigueur dans la présente décision, avec les modifications apportées, afin d'y indiquer leurs dates d'adoption et d'entrée en vigueur;

ORDONNE au Coordonnateur de se conformer à tous les éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Françoise Gagnon
Régisseur

ANNEXE 1

Annexe 1 (2 pages)

F. G.

Différentes formulations de modalité d'application du critère de défaut triphasé faisant l'objet des discussions des parties intéressées, après la décision D-2017-110 du dossier R-3944-2015

Première modalité d'application	Nouvelle modalité d'application	Modalité alternative	Modalité conjointe
Soumise par le Coordonnateur aux entités visées par les normes de fiabilité, lors de la consultation publique tenue en amont du dépôt du présent dossier.	Incluse avec la Demande déposée le 21 décembre 2018 ¹⁵¹ et mise à jour le 11 septembre 2020, en réponse à un engagement souscrit lors de la séance de travail tenue les 18 et 20 août 2020.	Présentée le 4 septembre 2020, en réponse à un engagement souscrit lors de la séance de travail tenue les 18 et 20 août 2020 ¹⁵² et mise à jour le 2 décembre 2020, en réponse à une demande de renseignements.	Présentée par le Coordonnateur le 26 mars 2021 et appuyée par RTA le 31 mars 2021.
Formulation de l'allègement - Première partie			
<p>« L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme, sauf :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>De plus, l'exigence E2.2.1 est remplacée par le texte suivant :</p> <p>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 »¹⁵³.</p>	<p>« 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 230 kV 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 :</p> <p>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 »¹⁵⁴.</p>	<p>« a) 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 la date d'entrée en vigueur de la norme pour lesquelles l'exigence E2.2.1 est remplacée par l'exigence suivante :</p> <p>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;</p> <p>Cette modalité est applicable pendant une période de 15 ans suivant la date d'entrée en vigueur de la norme.</p>	<p>« 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:</p> <p>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; cette disposition particulière sera maintenue pendant une durée de quinze (15) ans, débutant à la date d'adoption de la norme.</p>

¹⁵¹ Première version de la norme FAC-011-3 à la pièce [B-0007](#), Annexe Québec, p. QC-1.

¹⁵² Pièce [C-RTA-0017](#), p. 13 et 14, réponse à l'engagement 7.6. Formulation reprise à la pièce [C-RTA-0022](#), p. 15.

¹⁵³ Pièce [B-0018](#), p. 4.

¹⁵⁴ Pièce [B-0070](#), p. 7, réponse à l'engagement 10.2.

Première modalité d'application	Nouvelle modalité d'application	Modalité alternative	Modalité conjointe
<i>Formulation de l'allègement - Deuxième partie</i>			
		<p><i>b) À l'égard des PVI, l'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les installations du RTP non-Bulk de 230 kV et plus qui n'ont pas connu de modifications substantielles après la date d'entrée en vigueur de la norme pour lesquelles l'exigence E2.2.1 est remplacée par l'exigence suivante :</i></p> <p><i>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; Cette modalité est applicable pendant une période de 25 ans suivant la date d'entrée en vigueur de la norme »¹⁵⁵.</i></p>	<p><i>À l'égard des PVI, l'exigence E2.2.1 ne s'applique pas aux installations du RTP de 230 kV et plus 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 :</i></p> <p><i>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; cette disposition particulière sera maintenue pendant une durée de 8 ans, débutant à la date d'adoption de la norme »¹⁵⁶.</i></p>

¹⁵⁵ Pièce [C-RTA-0031](#), p. 2 et 3, réponses aux demandes 1.1 et 1.2.

¹⁵⁶ Pièce [B-0136](#), norme FAC-011-3, p. QC-1.