

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2017-110	R-3944-2015 R-3949-2015 R-3957-2015	27 septembre 2017
------------	---	-------------------

PRÉSENTE :

Françoise Gagnon
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

**Intervenantes, observatrice et intimée dont les noms
apparaissent ci-après**

Décision partielle

Demande d'adoption de normes de fiabilité (R-3944-2015)

*Demande relative à l'adoption et à la mise à jour de
11 normes de fiabilité (R-3949-2015)*

*Demande d'adoption de sept normes de fiabilité
(R-3957-2015)*

Intervenantes dans les dossiers R-3944-2015 et R-3957-2015 :

Énergie La Lièvre s.e.c. (ÉLL);

Rio Tinto Alcan inc. (RTA).

Intervenante dans le dossier R-3949-2015 :

Rio Tinto Alcan inc. (RTA).

Observatrice dans le dossier R-3949-2015 :

Énergie La Lièvre s.e.c. (ÉLL).

Intimée dans les dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015 :

Hydro-Québec TransÉnergie (HQT).

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES DÉCISIONS	5
LISTE DES ACRONYMES.....	7
1. CONTEXTE	9
2. REMARQUES PRÉLIMINAIRES	14
3. NORMES DE FIABILITÉ.....	16
3.1 Demande d'adoption de normes	17
4. MODIFICATIONS AU GLOSSAIRE.....	81
4.1 Modifications en lien avec les normes adoptées.....	81
5. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR ET DE RETRAIT DES NORMES	83
6. SUIVI DE LA DÉCISION D-2016-195 EN LIEN AVEC LA NORME FAC-003-3.....	101
6.1 Adoption de la norme FAC-003-3	101
6.2 Procédure d'enregistrement des lignes désignées sous l'exigence E6 alinéa 2 de la norme FAC-003-3.....	103
DISPOSITIF	111
ANNEXE.....	115

LISTE DES DÉCISIONS

Décision	Dossier	Nom du dossier
D-2011-068	R-3699-2009	Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle et Exploitation du Réseau dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'adoption des normes de fiabilité et l'approbation des registres identifiant les entités et les installations visées par les normes et le Guide des sanctions
D-2012-010	R-3669-2008 Phase 2	Demande relative à la modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1 ^{er} janvier 2009
D-2013-176	R-3699-2009 Phase 1	Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'adoption des normes de fiabilité et l'approbation des registres identifiant les entités et les installations visées par les normes et le Guide des sanctions
D-2015-059	R-3699-2009 Phase 1	Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'adoption des normes de fiabilité et l'approbation des registres identifiant les entités et les installations visées par les normes et le Guide des sanctions
D-2015-098	R-3699-2009 Phase 1	Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'adoption des normes de fiabilité et l'approbation des registres identifiant les entités et les installations visées par les normes et le Guide des sanctions
D-2015-168	R-3699-2009 Phase 2	Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'approbation du Guide des sanctions et l'entrée en vigueur des normes de fiabilité de la phase 1
D-2015-195	R-3936-2015	Demande relative au retrait des fonctions PSE et IA du Registre des entités visées par les normes de fiabilité
D-2015-198	R-3906-2014	Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'adoption de normes de fiabilité
D-2016-011	R-3699-2009 Phase 2	Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'approbation du Guide des sanctions et l'entrée en vigueur des normes de fiabilité de la phase 1
D-2016-032	R-3944-2015	Demande d'adoption de normes de fiabilité

D-2016-044	R-3949-2015	Demande relative à l'adoption et la mise à jour de 11 normes de fiabilité
D-2016-045	R-3957-2015	Demande relative à l'adoption de sept normes de fiabilité
D-2016-059	R-3943-2015	Demande d'adoption de normes de fiabilité en suivi de la décision D-2015-059
D-2016-150	R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015	Demande d'adoption de normes de fiabilité (R-3944-2015) Demande relative à l'adoption et à la mise à jour de 11 normes de fiabilité (R-3949-2015) Demande d'adoption de sept normes de fiabilité (R-3957-2015)
D-2016-195	R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015	Demande d'adoption de normes de fiabilité (R-3944-2015) Demande relative à l'adoption et à la mise à jour de 11 normes de fiabilité (R-3949-2015) Demande d'adoption de sept normes de fiabilité (R-3957-2015)
D-2017-012	R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015	Demande d'adoption de normes de fiabilité (R-3944-2015) Demande relative à l'adoption et à la mise à jour de 11 normes de fiabilité (R-3949-2015) Demande d'adoption de sept normes de fiabilité (R-3957-2015)
D-2017-031	R-3947-2015 Phase 2	Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant d'adoption des normes de fiabilité relatives à la protection des infrastructures critiques (normes CIP)

LISTE DES ACRONYMES

AFC	capacité disponible d'une interface de transit (<i>Available Flowgate Capability</i>)
ATC	capacité de transfert disponible (<i>Available Transfer Capability</i>)
BA	responsable de l'équilibrage (<i>Balancing Authority</i>)
BPS	réseau Bulk (<i>Bulk Power System</i>)
CBM	marge de partage de capacité (<i>Capacity Benefit Margin</i>)
DP	distributeur (<i>Distribution Provider</i>)
DSF	délestage en sous-fréquence
ECE	enregistrement chronologique des événements
ED	enregistrement des défauts
ERO	Electric Reliability Organization
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GO	propriétaire d'installation de production (<i>Generator Owner</i>)
GOP	exploitant d'installation de production (<i>Generator Operator</i>)
HQCMÉ	Hydro-Québec Contrôle des mouvements d'énergie
IA	responsable des échanges (<i>Interchange Authority</i>)
LSE	responsable de l'approvisionnement (<i>Load-Serving Entity</i>)
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NPCC	Northeast Power Coordinating Council Inc.
PA	responsable de la planification (<i>Planning Authority</i>)
PC	coordonnateur de la planification (<i>Planning Coordinator</i>)
PSCAQ	Programme de surveillance de la conformité et de l'application des normes de fiabilité du Québec
PSE	négociant (<i>Purchasing-Selling Entity</i>)
PVI	producteur à vocation industrielle
RC	coordonnateur de la fiabilité (<i>Reliability Coordinator</i>)
RRO	organisation régionale de fiabilité
RTP	réseau de transport principal
SOL	limites d'exploitation du réseau (<i>System Operating Limit</i>)
TO	propriétaire d'installation de transport (<i>Transmission Owner</i>)
TOP	exploitant de réseau de transport (<i>Transmission Operator</i>)

TP	planificateur de réseau de transport (<i>Transmission Planner</i>)
TRM	marge de fiabilité de transport (<i>Transmission Reliability Margin</i>)
TSP	fournisseur de service de transport (<i>Transmission Service Provider</i>)
TTC	capacité de transfert totale (<i>Total Transfer Capability</i>)

1. CONTEXTE

[1] Le 25 septembre 2015, Hydro-Québec, par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie, dans ses fonctions 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 (la Loi), demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'adopter 33 normes de fiabilité de la North American Electric Reliability Corporation (la NERC) et leur annexe respective (Annexe), d'abroger 20 normes de fiabilité et leurs Annexes et de fixer la date d'entrée en vigueur ou d'abrogation des normes de fiabilité, le cas échéant. Cette demande est déposée sous le numéro de dossier R-3944-2015².

[2] Le 6 novembre 2015, le Coordonnateur dépose, sous le numéro de dossier R-3949-2015, une nouvelle demande à la Régie visant l'adoption et la mise à jour de 11 normes de fiabilité de la NERC et leurs Annexes, ainsi que l'abrogation de cinq normes de fiabilité et leurs Annexes. Il lui demande également de fixer la date d'entrée en vigueur ou d'abrogation des normes de fiabilité, le cas échéant³.

[3] Le 24 novembre 2015, la Régie publie deux avis sur son site internet visant respectivement les demandes déposées sous les numéros de dossiers R-3944-2015 et R-3949-2015. Dans ces avis, elle indique qu'elle traitera les demandes par voie de consultation et invite toute personne intéressée à soumettre une demande d'intervention ainsi qu'un budget de participation au plus tard le 11 décembre 2015, dans le dossier R-3944-2015 et, au plus tard le 6 janvier 2016, dans le dossier R-3949-2015. La Régie demande au Coordonnateur de communiquer ces avis aux entités soumises à l'application des normes de fiabilité déposées dans ces dossiers.

[4] Le 11 décembre 2015, ÉLL et RTA soumettent leur demande d'intervention et leur budget de participation au dossier R-3944-2015. Le Coordonnateur les commente le 18 décembre 2015.

¹ [RLRO, c. R-6.01.](#)

² Dossier R-3944-2015, pièce [B-0002](#).

³ Dossier R-3949-2015, pièce [B-0002](#).

[5] Le 18 décembre 2015, le Coordonnateur dépose une nouvelle demande à la Régie visant l'adoption de sept normes de fiabilité de la NERC et leurs Annexes ainsi que l'abrogation de quatre normes de fiabilité et leurs Annexes. Il lui demande également de fixer la date d'entrée en vigueur ou d'abrogation des normes de fiabilité, le cas échéant. Cette demande est déposée sous le numéro de dossier R-3957-2015⁴.

[6] Le 6 janvier 2016, RTA soumet une demande d'intervention au dossier R-3949-2015 ainsi qu'un budget de participation.

[7] Le 29 janvier 2016, la Régie publie un avis sur son site internet visant la demande déposée au dossier R-3957-2015. Dans cet avis, elle indique qu'elle traitera cette demande par voie de consultation et invite toute personne intéressée à soumettre une demande d'intervention et un budget de participation au plus tard le 26 février 2016. La Régie demande au Coordonnateur de communiquer cet avis aux entités soumises à l'application des normes de fiabilité déposées dans ce dossier.

[8] Le 26 février 2016, ÉLL et RTA soumettent leur demande d'intervention ainsi que leur budget de participation au dossier R-3957-2015. Le Coordonnateur les commente le 11 mars 2016.

[9] Dans ses décisions D-2016-032⁵, D-2016-044⁶ et D-2016-045⁷, la Régie accorde le statut d'intervenante à RTA dans les dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015 et à ÉLL dans les dossiers R-3944-2015 et R-3957-2015. Par ailleurs, elle fixe le processus d'examen des normes de ces dossiers par blocs de travail (les Blocs I à VI).

[10] La Régie tient des séances de travail portant sur les Blocs I à V au cours de la période de mars à septembre 2016⁸. Au cours de ces séances de travail, le Coordonnateur souscrit à des engagements, auxquels il répond notamment par le dépôt de versions

⁴ Dossier R-3957-2015, pièce [B-0002](#).

⁵ [Page 8](#), par. 27.

⁶ [Page 6](#), par. 20.

⁷ [Page 6](#), par. 14.

⁸ Pour le Bloc I, les normes sont : FAC-003-3, PRC-005-2, PRC-019-1, PRC-023-3 et PRC-025-1. Pour le Bloc II, ces normes sont : EOP-003-2, EOP-004-2, EOP-010-1, IRO-008-1, IRO-009-1, IRO-010-1a, IRO-016-1, VAR-001-4 et VAR-002-3. Pour le Bloc III, ces normes sont : PRC-006-2, PRC-006-NPCC-01, PRC-010-0, PRC-022-1 et PRC-024-1. Pour le Bloc IV, ces normes sont : FAC-001-1, FAC-001-2, FAC-008-3, MOD-025-2, MOD-026-1, MOD-027-1, MOD-032-1 et PRC-002-2. Pour le Bloc V, ces normes sont : BAL-005-0.2b, COM-001-2, COM-002-4, FAC-002-2, FAC-010-2.1, FAC-011-2, FAC-013-2, MOD-028-2, PER-005-2 et TPL-001-4.

révisées de certaines des normes traitées pendant ces séances de travail ainsi que par la révision du document intitulé « *Informations relatives aux normes* ».

[11] Le 24 mai 2016, dans le cadre du dossier R-3944-2015, la Régie adresse au Coordonnateur une première série de demandes de renseignements (DDR), à laquelle ce dernier répond le 8 juin 2016⁹.

[12] Le 9 juin 2016, la Régie publie la correspondance transmise par le Coordonnateur aux entités nouvellement inscrites au registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre)¹⁰ par laquelle il leur communique les avis publiés par la Régie dans les dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015.

[13] Le 30 septembre 2016, la Régie rend sa décision D-2016-150 dans laquelle elle adopte et fixe les dates d'entrée en vigueur de 10 des normes déposées dans les dossiers cités¹¹. Elle émet également une ordonnance portant sur la norme FAC-003-3 et clarifie les notions d'abrogation et de retrait de normes dans le contexte des normes de fiabilité.

[14] Les 10 août et 7 octobre 2016, le Coordonnateur dépose des demandes amendées et réamendées relatives aux dossiers R-3944-2015 et R-3949-2015 modifiant ses requêtes par le retrait de normes de fiabilité et le changement de version d'une norme. De plus, il remplace les demandes d'abrogation par des demandes de retrait de normes¹².

[15] Le 4 novembre 2016, la Régie publie l'ordre du jour de la séance de travail ayant pour objet l'examen des normes du Bloc VI¹³. Cette séance se tient le 10 novembre 2016.

⁹ Dossier R-3944-2015, pièces [B-0024](#), [B-0025](#) et [B-0026](#).

¹⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0026](#).

¹¹ Les normes adoptées sont : EOP-003-2, EOP-010-1, IRO-008-1, IRO-009-1, IRO-010-1a, IRO-016-1, PRC-005-2, PRC-019-1, VAR-001-4.1 et VAR-002-3.

¹² Dossier R-3944-2015, pièce [B-0039](#). Les normes retirées de la demande d'adoption sont : FAC-001-1, FAC-002-1, INT-011-1, PRC-006-NPCC-01, PRC-010-0 et PRC-022-1. Dossier R-3944-2015, pièce [B-0052](#). La norme retirée de la demande d'adoption amendée est MOD-028-2. La norme dont le numéro de version a été modifié est BAL-003 (BAL-003-1 remplacée par BAL-003-1.1). Dossier R-3949-2015, pièce [B-0016](#). La norme retirée de la demande d'adoption initiale est MOD-030-2.

¹³ Pour le Bloc VI, les normes sont : BAL-001-2, BAL-003-1, INT-004-3, INT-006-4, INT-009-2, INT-010-2, INT-011-1, MOD-001-1a, MOD-008-1, MOD-029-1a, MOD-030-2 et PER-004-2. Dossier R-3944-2015, pièce [A-0057](#).

[16] Le 29 novembre 2016, le Coordonnateur dépose ses réponses aux engagements souscrits lors de la séance de travail du 10 novembre 2016. Il dépose également des versions révisées des normes traitées au cours de cette séance et des modifications au Glossaire¹⁴.

[17] Le 5 décembre 2016, le Coordonnateur dépose une demande amendée dans le dossier R-3957-2015¹⁵.

[18] Le 22 décembre 2016, la Régie rend sa décision D-2016-195 dans laquelle elle adopte 10 normes de fiabilité et en fixe les dates de mise en vigueur¹⁶. Elle approuve également des modifications au Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire) en lien avec les normes adoptées et émet une ordonnance relative à la traduction française de l'expression « *Compliance Enforcement Authority* ».

[19] RTA et ÉLL déposent respectivement les 19 et 23 janvier 2017 leur demande de remboursement de frais intérimaires encourus pour la période de septembre 2015 à janvier 2017. Ces demandes sont déposées en réponse à la correspondance de la Régie à cet égard¹⁷. Le 23 janvier 2017, RTA révisé sa demande et en dépose une nouvelle.

[20] Le 26 janvier 2017, le Coordonnateur commente ces demandes de remboursement de frais.

[21] Le 31 janvier 2017, le Coordonnateur dépose les normes de fiabilité ainsi qu'une version révisée du Glossaire à la suite de la décision D-2016-195.

[22] Le 3 février 2017, la Régie rend sa décision partielle D-2017-012 dans laquelle elle adopte et fixe les dates d'entrée en vigueur de six des normes déposées dans les dossiers cités¹⁸.

¹⁴ Dossier R-3944-2015, pièces [B-0074](#), [B-0075](#), [B-0076](#) et [B-0077](#).

¹⁵ Dossier R-3957-2015, pièce [B-0018](#).

¹⁶ Les normes adoptées sont : BAL-005-0.2b, COM-001-2.1, COM-002-4, FAC-001-2, FAC-002-2, FAC-003-3, FAC-008-3, MOD-032-1, MOD-033-1 et PER-005-2.

¹⁷ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0064](#).

¹⁸ Les normes adoptées sont : BAL-001-2, BAL-003-1.1, INT-006-4, INT-009-2, INT-010-2 et PER-004-2.

[23] Le 6 février 2017, ÉLL dépose sa réponse aux commentaires du Coordonnateur sur les demandes de remboursement intérimaires.

[24] Le 10 février 2017, ÉLL et RTA déposent leurs preuves écrites, mémoires et correspondance¹⁹.

[25] Le 22 février 2017, le Coordonnateur dépose certaines normes de fiabilité et une version révisée du Glossaire²⁰.

[26] Le 9 mars 2017, la Régie publie les informations requises aux fins de la planification de l'audience et demande à HQT de s'assurer de la présence d'un ou de représentants lors de l'audience²¹. ÉLL, RTA et HQT donnent suite aux demandes de la Régie le 15 mars 2017²².

[27] Le 10 mars 2017, le Coordonnateur dépose une version révisée de ses réponses aux engagements souscrits lors de la séance de travail du 30 juin 2016 ainsi que de la norme PRC-023-3²³.

[28] Le 15 mars 2017, le Coordonnateur dépose certaines normes de fiabilité, avec le suivi des modifications, ainsi que les informations relatives à la planification de l'audience²⁴.

[29] Le 17 mars 2017, la Régie transmet aux participants le calendrier de l'audience devant avoir lieu du 21 au 24 mars 2017 (l'Audience)²⁵.

¹⁹ Dossier R-3944-2015, pièces [C-ELL-0024](#), [C-ELL-0025](#), [C-ELL-0026](#), [C-ELL-0027](#), [C-RTA-0033](#) et [C-RTA-0034](#).

²⁰ Dossier R-3944-2015, pièces [B-0093](#), [B-0094](#), [B-0095](#) et [B-0096](#).

²¹ Dossier R-3944-2015, pièces [A-0069](#) et [A-0070](#).

²² Dossier R-3944-2015, pièces [C-ELL-0028](#), [C-RTA-0035](#) et [A-0071](#).

²³ Dossier R-3944-2015, pièces [B-0099](#), [B-0100](#) et [B-0101](#).

²⁴ Dossier R-3944-2015, pièces [B-0102](#), [B-0103](#) et [B-0104](#).

²⁵ Dossier R-3944-2015, pièces [A-0072](#) et [A-0073](#).

[30] Le 22 juin 2017, le Coordonnateur dépose une proposition de procédure de la norme FAC-003-3 ainsi qu'un document explicatif, en suivi de la décision D-2016-195²⁶.

[31] La présente décision porte sur :

- la demande de retrait de certaines normes des dossiers R-3944-2015 et R-3949-2015;
- la demande d'adoption des normes des dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015, pour lesquelles des enjeux demeurent à l'issue des séances de travail, ainsi que sur les modifications au Glossaire qui leur sont associées;
- les dates d'entrée en vigueur des normes qui y sont adoptées ainsi que sur les dates de retrait des normes devenues désuètes;
- les suivis de la décision D-2016-195.

2. REMARQUES PRÉLIMINAIRES

[32] Aux termes des conclusions recherchées dans les dossiers faisant l'objet de la présente décision, le Coordonnateur demande à la Régie de fixer la date d'entrée en vigueur des normes de fiabilité qu'elle adopte.

[33] Dans les pièces B-0005 et B-0018 du dossier R-3944-2015 et B-0005 des dossiers R-3949-2015 et R-3957-2015, intitulées « *Informations relatives aux normes* », le Coordonnateur présente des propositions de dates d'entrée en vigueur des normes de fiabilité ainsi que des propositions de délais de mise en œuvre, le cas échéant.

[34] La Régie constate que dans les demandes de ces dossiers²⁷, le Coordonnateur recherche une seule date d'entrée en vigueur pour une norme. Par contre, dans les documents « *Informations relatives aux normes* », il propose, pour certaines normes, plusieurs dates d'entrée en vigueur, en fonction des exigences ou du pourcentage d'installations visées, le cas échéant.

²⁶ Dossier R-3944-2015, pièces [B-0124](#) et [B-0125](#).

²⁷ Dossiers R-3944-2015, pièces [B-0002](#), [B-0039](#) et [B-0052](#), R-3949-2015, pièces [B-0002](#) et [B-0016](#), et R-3957-2015, pièces [B-0002](#) et [B-0018](#).

[35] La Régie constate également que les différentes dates proposées par le Coordonnateur sont mises sous forme de tableau et que les en-têtes des colonnes de ces tableaux varient selon la norme.

[36] Elle rappelle l'article 85.7 de la Loi qui l'habilite à fixer la date d'entrée en vigueur d'une norme et non les dates d'entrée en vigueur de la norme ou des exigences, le cas échéant :

« 85.7. La Régie peut demander au coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle, aux conditions qu'elle indique. Elle adopte des normes de fiabilité et fixe la date de leur entrée en vigueur ».
[nous soulignons]

[37] À cet égard, la Régie est d'avis qu'il est préférable de fixer une seule date d'entrée en vigueur pour une norme et de définir un plan de mise en œuvre spécifiant les délais de mise en œuvre. Ces délais, proposés par le Coordonnateur, permettront à la Régie de déterminer, soit les dates de mise en application des exigences, soit la date de mise en application de l'ensemble de la norme sur une proportion des installations visées par la norme, soit la date de mise en application des exigences d'une norme sur une proportion des installations visées.

[38] De plus, par souci d'uniformité, la Régie est d'avis qu'il est préférable de définir un tableau ayant la même forme, pour présenter le plan de mise en œuvre des normes, qui sera inclus dans le document « *Informations relatives aux normes* ». **Aussi, elle demande au Coordonnateur de donner à ce tableau l'aspect suivant :**

Exigences	Applicabilité	Délais de mise en œuvre proposés par le Coordonnateur

[39] Par ailleurs, la Régie rappelle sa décision D-2015-168 par laquelle elle acceptait la proposition du Coordonnateur de fixer les dates d'entrée en vigueur de normes et de leur

Annexe au premier jour de l'un des quatre trimestres d'une année civile, soit au 1^{er} janvier, au 1^{er} avril, au 1^{er} juillet ou au 1^{er} octobre²⁸.

[40] Par conséquent, elle précise qu'elle fixera les dates de mise en application, notamment selon le principe présenté au paragraphe précédent et en tenant compte des délais de mise en œuvre proposés par le Coordonnateur.

3. NORMES DE FIABILITÉ

[41] Dans les dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015, le Coordonnateur demande à la Régie d'adopter un total de 51 normes. Au terme des six séances de travail et de la publication de trois décisions partielles, la Régie réserve sa décision sur l'adoption des 17 normes de fiabilité suivantes, ainsi que de leurs Annexes :

- EOP-004-2 : Déclarations des événements (R-3944-2015);
- FAC-010-2.1 : Méthodes d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification (R-3944-2015);
- FAC-011-2 : Méthodes d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation (R-3944-2015);
- FAC-013-2 : Évaluation de la capacité de transfert pour l'horizon de planification du transport à court terme (R-3949-2015);
- INT-004-3 : Transferts dynamiques (R-3944-2015);
- MOD-001-1a : Capacité disponible du réseau de transport (R-3949-2015);
- MOD-008-1 : Méthodologie de calcul de la marge de fiabilité de transport (TRM) (R-3949-2015);
- MOD-025-2 : Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones (R-3944-2015);
- MOD-026-1 : Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrales (R-3944-2015);

²⁸ Décision [D-2015-168](#), p. 17, par. 58.

- MOD-027-1 : Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance (R-3944-2015);
- MOD-029-1a : Méthodologie par chemin de transport spécifique (R-3949-2015);
- PRC-002-2 : Surveillance des perturbations et production des données (R-3957-2015);
- PRC-006-2 : Délestage en sous-fréquence automatique (R-3957-2015);
- PRC-023-3 : Capacité de charge des relais de transport (R-3944-2015);
- PRC-024-1 : Capacité de charge des relais de groupe de production (R-3944-2015);
- PRC-025-1 : Capacité de charge des relais de groupe de production (R-3944-2015);
- TPL-001-4 : Critère de comportement de la planification du réseau de transport (R-3944-2015).

[42] Ces normes ont été, pour la majorité, débattues au cours de l'Audience.

3.1 DEMANDE D'ADOPTION DE NORMES

NORME EOP-004-2

[43] Cette norme a pour objectif d'encadrer les déclarations des événements par les entités responsables, ceci dans le but d'améliorer la fiabilité. Les entités responsables visées par cette norme sont celles agissant à titre de *coordonnateur de la fiabilité (RC)*, *distributeur (DP)*, *exploitant de réseau de transport (TOP)*, *exploitant d'installation de production (GOP)*, *responsable de l'équilibrage (BA)*, *propriétaire d'installation de transport (TO)* et *propriétaire d'installation de production (GO)*.

[44] La norme EOP-004-2 est déposée en remplacement des normes EOP-004-1 et CIP-001-2a que la Régie adopte par sa décision D-2015-098, mais dont elle suspend les mises en vigueur dans sa décision D-2015-168.

[45] Au cours des séances de travail et de l'Audience, cette norme fait l'objet de deux enjeux majeurs portant sur l'ampleur des déclarations des événements devant être effectuées par les *distributeurs* (DP) et sur la transmission des déclarations des événements au Québec.

Ampleur des déclarations des événements pour les distributeurs (DP)

[46] La Régie rappelle les textes de l'annexe 1 de la norme EOP-004-2, faisant l'objet de l'enjeu, et qui encadrent la déclaration des événements devant être effectuée par les *distributeurs* (DP) lors d'une perte de charge ferme :

«

<i>Type d'événement</i>	<i>Entité responsable de la déclaration</i>	<i>Seuil de déclaration</i>
<i>Perte de charge ferme</i>	<i>BA, TOP, DP</i>	<i>Perte de charge ferme pour ≥ 15 minutes : ≥ 300 MW pour les entités dont la demande de l'année précédente est $\geq 3\ 000$; OU ≥ 200 MW pour toutes les autres entités.</i>

»²⁹.

[47] Au cours de l'examen de la norme, RTA exprime sa préoccupation relativement à la déclaration obligatoire d'événements liés à une perte de charge planifiée ou associée au procédé de traitement de la charge d'un client, comme c'est le cas pour ses charges industrielles liées à son statut de « producteur à vocation industrielle » (PVI)³⁰.

[48] Au terme de la séance de travail du Bloc II, RTA demande de codifier, en Annexe de la norme, une disposition particulière clarifiant les événements à déclarer par un *distributeur* (DP) pour des pertes de charge ferme.

²⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#).

³⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0037](#), p. 27.

[49] Elle justifie sa demande par le fait que la norme vise à déclarer des événements qui nuisent à la fiabilité du réseau de transport et qui ont comme conséquence la perte de charge ferme de 200 MW et plus. De plus, selon l'intervenante, la norme ne vise pas les procédés des clients industriels qui occasionnent une telle perte de charge.

[50] Pour appuyer également ses propos, RTA se réfère à la réponse de la NERC, en lien avec cet enjeu, qui n'exclut pas les déclarations de rapports pour les événements associés à des déclenchements industriels, mais précise qu'elle n'a pas d'événements déclarés qui sont uniquement associés à des événements causés par le déclenchement des équipements de client³¹.

[51] L'intervenante ajoute également que la version 4 de la norme EOP-004 devrait circonscrire les événements à déclarer car « *... seules les pertes de charges fermes à la suite d'urgence (« BES Emergency ») devront être déclarées afin d'exclure les rapports liés à des contingences connues et à la foudre* »³². Elle rappelle que le libellé de l'annexe 1 de la norme ne fait pas de distinction entre « un événement » et « un entretien planifié » et que le terme « événement » n'est pas défini au Glossaire.

[52] RTA propose donc des modifications à l'annexe 1 de la norme NERC EOP-004-2 à inclure à son Annexe³³.

[53] Lors de l'Audience, et en continuité avec les clarifications apportées lors des séances de travail, le Coordonnateur, pour sa part, demeure d'avis qu'il est de compréhension commune dans l'industrie qu'une perte de charge chez le client n'est pas visée par la norme EOP-004-2.

[54] Il s'exprime comme suit au sujet de la pertinence d'ajouter une précision clarifiant le type d'événement devant être reporté :

« Toutefois, je pense que cette clarté-là ne va pas jusqu'à ajouter des précisions

³¹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0099](#), p. 4.

³² Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0037](#), p. 14.

³³ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0038](#), p. 21 et 22.

qui ne sont pas requises. Puis j'en parlerai tout à l'heure au niveau de certaines normes, je pense par exemple à la norme EOP, je ne veux pas devancer trop l'ordre dans lequel je voulais vous présenter les choses, mais dans la mesure où toute l'industrie comprend qu'est-ce que c'est qu'un défaut qui doit être reporté... signalé aux autorités, est-ce qu'il y a vraiment besoin de venir ajouter du texte pour le préciser? »³⁴.

Opinion de la Régie

[55] La Régie comprend que la demande de RTA, en lien avec l'ajout d'une disposition particulière relative à l'annexe 1, vise à clarifier la notion d'« événement » dans le contexte d'une perte de charge, notamment pour les clients industriels effectuant des entretiens planifiés. Elle rappelle que, lors de la séance de travail, elle s'est interrogée sur la catégorisation de l'interruption d'une charge chez le client, initiée par ce dernier, dans le contexte de la norme EOP-004-2.

[56] Toutefois, la Régie retient qu'il est de pratique et de connaissance communes dans l'industrie que les pertes de charges planifiées chez le client ne sont pas considérées comme des événements ayant un impact sur la fiabilité et devant être déclarés, notamment dans le cadre de la norme EOP-004-2. De plus, elle note que la version 4 de la norme NERC prévoit une circonscription des événements à déclarer, excluant ainsi les événements planifiés chez le client.

[57] Par conséquent, la Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'ajouter une disposition particulière relative à l'annexe 1 précisant que seuls les événements fortuits en lien avec une perte de charge ferme devraient faire l'objet d'une déclaration d'événement, tel que souhaité par RTA³⁵. Cependant, elle juge qu'il est pertinent de préciser, dans le cadre de cette décision et en lien avec la norme EOP-004-2, que **« seuls les événements sur le réseau de transport ou ceux ayant un impact significatif sur le réseau de transport sont visés par la norme EOP-004-2. Les événements planifiés chez le client en sont exclus »**.

³⁴ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0081](#), p. 26.

³⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0037](#), p. 15.

Transmission des rapports d'événements au Québec

[58] La Régie rappelle le texte suivant de l'annexe 1 de la norme EOP-004-2 qui fait l'objet de l'enjeu dans les prochains paragraphes :

« REMARQUE : Lorsque les conditions sont défavorables (par exemple, des conditions météorologiques sévères, des événements multiples, etc.), il peut être impossible de déclarer les dommages causés par un événement et de produire une déclaration d'événement par écrit à l'intérieur du délai de la norme. Dans de tels cas, l'entité responsable touchée doit aviser les intervenants conformément à l'exigence E2 et fournir toute l'information dont elle dispose au moment de l'avis. Soumettre les déclarations à l'ERO par l'entremise de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780).

Soumettre l'annexe 2 de la norme EOP-004 (ou DOE-OE-417) conformément aux exigences E1 et E2 »³⁶.

[59] Dans sa preuve et à l'Audience, RTA soumet ses préoccupations en lien avec l'exigence de communiquer des informations à l'extérieur du Québec, tel que prescrit aux annexes 1 et 2³⁷ de la norme EOP-004-2 et en application des exigences E1 et E2.

[60] Lors de la séance de travail du 30 juin 2016, RTA questionne le Coordonnateur sur la nature des informations à transmettre à l'Electric Reliability Organization (ERO), dans le cadre de la norme EOP-004-2, à savoir si ces dernières sont transmises à des fins de maintien de la conformité ou à des fins de surveillance de la conformité, tel que décrits dans la décision D-2015-059.

[61] Le Coordonnateur précise que les informations à transmettre dans le cadre des exigences de la norme ont un objectif de maintien de la conformité et non de surveillance de la conformité³⁸ et, qu'à cet égard, elles doivent être transmises à la NERC, tel que demandé dans la décision D-2015-059.

³⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#), annexe 1 de la norme NERC EOP-004-2.

³⁷ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#), annexes 1 et 2 de la norme NERC EOP-004-2.

³⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0035](#), p. 3.

[62] Il indique également que « *La NERC collecte ces informations soumises par l'ensemble de l'industrie et émet des leçons apprises, des guides et directives, des alertes, et peut, dans une perspective à long terme, mettre sur pied de nouveaux projets de développement de normes* »³⁹.

[63] Dans ses commentaires sur les normes des Blocs I à III, RTA soumet que la transmission des données à l'ERO ou à un organisme situé à l'extérieur du Québec va à l'encontre de la *Loi sur les dossiers d'entreprises*⁴⁰ et des dispositions du Programme de surveillance de la conformité et de l'application des normes de fiabilité du Québec (PSCAQ).

[64] Selon RTA, la *Loi sur les dossiers d'entreprises* a une large portée, tel qu'en font foi les extraits suivants :

« 1(a) « document » : un compte, un bilan financier, un état des recettes et des dépenses, un état des profits et pertes, un état de l'actif et du passif, un inventaire, un rapport et tout autre écrit ou pièce faisant partie des dossiers ou archives d'une entreprise d'affaires;

1(b) « entreprise » : toute entreprise d'affaires au Québec;

*2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise »*⁴¹.

[65] Elle rappelle également ce qui suit :

« La Régie a alors convenu de mettre en place, dans le cadre de la mise en oeuvre du PSCAQ, un « entrepôt de données » [note de bas de page omise] informatisé et sécurisé servant à l'entreposage de données et d'informations électroniques, situé au Québec, sous le contrôle de la Régie qui en assure l'entretien. Les informations, les données et les documents en lien avec le PSCAQ, qu'ils soient

³⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0035](#), p. 3.

⁴⁰ [RLRQ, c. D-12](#).

⁴¹ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0038](#), p. 15.

déposés par une entité visée, ou créés ou obtenus par la Régie, le NPCC ou la NERC, sont conservés dans l'entrepôt de données »⁴².

[66] RTA soumet alors une proposition de disposition particulière modifiant le texte de l'annexe 1 de la norme EOP-004-2 qui, selon elle, assurerait la conformité aux exigences de la norme, sans toutefois restreindre la possibilité, pour les entités visées qui le souhaitent, de transmettre directement à l'ERO, sur une base volontaire :

« Les déclarations peuvent être transmises par l'entité visée (i) soit à la Régie par le biais de l'entrepôt de données, (ii) soit sur une base volontaire directement à l'ERO par l'entremise de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404-446-9770) ou téléphone (404-446-9780) »⁴³.

[67] Le Coordonnateur, pour sa part, rappelle les paragraphes 299 et 300 de la décision D-2015-059, dans lesquels la Régie s'est prononcée sur la transmission des données, dans le cadre des normes de fiabilité au Québec. Il précise que la Régie a identifié deux cas de figures, soit le cadre opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité et le cadre de la surveillance de l'application des normes.

[68] Aussi, sur la base de cette décision, et ayant établi que le transfert de données prévu à la norme EOP-004-2 est dans un cadre opérationnel et non à des fins de surveillance, le Coordonnateur en conclut que les entités visées par cette norme doivent communiquer les rapports d'événements qui y sont demandés à la NERC plutôt qu'à la Régie⁴⁴.

[69] En ce qui a trait à l'argument de RTA sur la *Loi sur les dossiers d'entreprises*, le Coordonnateur soumet ce qui suit :

« le Coordonnateur s'en remet à l'article 2 de cette loi qui établit le cadre d'application de l'interdiction de transmission d'un document hors du Québec :

« ... nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au

⁴² Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0013](#), p. 1.

⁴³ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0038](#), p. 17.

⁴⁴ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0047](#), p. 4.

Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise » [le Coordonnateur souligne]

L'interdiction de transmission d'un document à l'extérieur du Québec ne vaut donc que si une telle transmission est faite en vertu ou à la suite d'une réquisition d'une autorité étrangère. Bien que les commentaires de RTA relativement à l'application de la Loi sur les documents d'entreprises pourraient avoir une certaine résonance dans le contexte d'un assujettissement à la juridiction des autorités américaines, l'ensemble des décisions rendues par la Régie en matière d'adoption de normes de fiabilité vient dissiper tout doute quant à l'application de cette loi dans le contexte des normes de fiabilité adoptées par la Régie. Rappelons que ce n'est pas toute transmission d'un document qui est visée par cette loi, mais bien une transmission en vertu ou à la suite d'une réquisition d'une autorité étrangère. Une transmission à l'étranger d'un document à la réquisition de la Régie n'est donc pas visée par cette loi.

Le Coordonnateur rappelle également que les normes de fiabilité sont adoptées par la Régie suite à un processus réglementaire conforme à la Loi sur la Régie de l'énergie, notamment les articles 85.2 et suivants concernant les normes de fiabilité. Dans l'exercice de sa compétence, la Régie a ordonné au Coordonnateur de remplacer toutes les références dans les normes à l'autorité d'un organisme régional ou de la NERC par une référence à la Régie. Si, pour reprendre l'exemple soulevé par RTA concernant la norme EOP-004-2, une norme de fiabilité prévoit qu'une entité doit transmettre un document à la NERC, cette obligation est imposée par l'effet de la norme de fiabilité adoptée par la Régie et non par la NERC elle-même ni à la suite d'une demande de la NERC. Cette transmission de document ou d'information ne fait donc pas suite à une demande de quelque autorité étrangère que ce soit »⁴⁵.

[70] À l'Audience, RTA réitère son opposition à transmettre les données demandées dans le cadre de la norme EOP-004-2 et ajoute que la *Loi sur les dossiers d'entreprises* ne fait aucune distinction entre les documents issus du maintien de la fiabilité et ceux de la surveillance de la conformité. Elle précise également que « À moins de se soumettre volontairement à une telle demande, la Régie ne peut, par le biais d'une norme applicable

⁴⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0047](#), p. 4 et 5.

au Québec, permettre à une autorité étrangère de forcer une entité visée à lui transmettre un « document » au sens de la Loi »⁴⁶.

[71] En argumentation, le Coordonnateur résume sa position comme suit⁴⁷ :

- les informations visées dans la norme ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais à la demande de la Régie;
- il existe une distinction entre la transmission d'informations, aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, et la Régie, dans les paragraphes 298 à 300 de sa décision D-2015-059, établit le principe qui indique aux entités le destinataire de ces informations, selon le cas de figure;
- tel qu'établi dans cette décision, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec et selon le libellé de l'exigence, la Régie reçoit les informations à fournir dans le cadre de la surveillance de l'application des normes de fiabilité, et l'organisme externe, soit la NERC ou le Northeast Power Coordinating Council Inc. (le NPCC), reçoit les informations dans le cadre du maintien de la fiabilité;
- la norme vise la déclaration d'événements sur les réseaux et ces déclarations doivent être transmises à la NERC.

Opinion de la Régie

[72] La Régie rappelle les paragraphes 298 à 300 de sa décision D-2015-059, dans lesquels elle établit le principe codifiant la transmission des données dans le cadre de l'application des normes de fiabilité au Québec. Elle y définit deux cas de figure, soit le maintien de la fiabilité et la surveillance de la conformité, qui permettent de déterminer si les informations demandées par une norme de fiabilité doivent être transmises à la Régie ou à un organisme extérieur, notamment l'organisation régionale de fiabilité (RRO), le NPCC ou la NERC :

« [298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le

⁴⁶ Dossier R-3944-2015, pièces [C-RTA-0038](#), p. 16, et [C-RTA-0034](#), p. 7.

⁴⁷ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0120](#), p. 58 et 59.

maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie »⁴⁸.

[73] À la suite de l'analyse des exigences E1 et E2 de la norme EOP-004-2 et conformément au paragraphe 298 de sa décision D-2015-059, la Régie partage la position du Coordonnateur à l'effet que les données à fournir, dans le cadre des exigences E1 et E2 de la norme EOP-004-2, sont d'ordre opérationnel et sont requises pour des besoins de maintien de la fiabilité. Elle constate également que RTA ne s'oppose pas à cette identification faite par le Coordonnateur du cas de figure des données à transmettre dans le cadre de cette norme.

[74] Cependant, la Régie comprend que l'obligation de communiquer les informations à l'extérieur du Québec est une préoccupation majeure pour des entités, notamment RTA, qui invoquent l'article 2 de la *Loi sur les dossiers d'entreprises*.

[75] À cet égard, la Régie rappelle qu'elle doit s'assurer que le transport de l'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte. Elle est également chargée d'en surveiller l'application et la conformité.

⁴⁸ Décision [D-2015-059](#), p. 74.

[76] Il est de l'essence même de la Loi qu'une norme NERC adoptée par la Régie, jointe à l'Annexe Québec, devient une norme de la Régie applicable au Québec. La Régie est donc l'autorité qui, par le biais de la norme et de son Annexe adoptées, oblige les entités visées à les appliquer.

[77] Il est donc évident que la Régie ne peut souscrire aux prétentions de RTA à l'effet que « *la Régie ne peut, par le biais d'une norme applicable au Québec, permettre à une autorité étrangère de forcer une entité visée à lui transmettre un « document » au sens de la Loi* »⁴⁹.

[78] À la lecture de l'exigence E2 de la norme, la Régie juge que ce n'est pas l'autorité étrangère qui oblige l'entité à lui transmettre les informations. C'est plutôt la Régie qui, lorsqu'elle adopte une norme et son Annexe, les fait siennes et oblige l'entité à transmettre les informations à l'organisme externe.

[79] Tenant compte de ce qui précède, la Régie rejette la modification proposée par RTA en ce qui a trait à l'annexe 1 de la norme EOP-004-2.

[80] Quant aux autres aspects de la norme, la Régie se déclare satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais, aux fins de la présente décision.

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

- **adopte la norme EOP-004-2 ainsi que son Annexe, dans leurs versions française et anglaise;**
- **retire les normes EOP-004-1 et CIP-001-2a, devenues désuètes, ainsi que leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise.**

⁴⁹ Dossier R-3944-2015, pièces [C-RTA-0038](#), p. 16, et [C-RTA-0034](#), p. 7.

NORMES FAC-010-2.1 ET FAC-011-2

[82] Les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 font l'objet d'un retrait d'exigence approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission (la FERC)⁵⁰ qui justifie leur nouvelle demande d'adoption déposée par le Coordonnateur dans le cadre du dossier R-3944-2015.

[83] La Régie a adopté précédemment ces deux normes, par ses décisions D-2015-059 et D-2015-168 respectivement, et les a mises en vigueur au 1^{er} janvier 2016⁵¹.

[84] Ces normes établissent les méthodes d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification et d'exploitation. La norme FAC-010-2.1 encadre les activités des *responsables de la planification* (PA)⁵² et la norme FAC-011-2 encadre les activités des *coordonnateurs de la fiabilité* (RC).

[85] Elles font l'objet d'échanges lors de la séance de travail du Bloc V portant, notamment, sur la justification des retraits d'exigences et sur l'application d'un défaut triphasé lors du calcul des limites d'exploitation du réseau, tel que demandé dans des exigences des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2. Ce dernier enjeu est notamment commenté par RTA et est traité lors de l'Audience⁵³.

[86] Par ailleurs, les deux enjeux suivants sont également débattus à l'Audience :

- la référence à la norme TPL-003 dans le libellé de l'exigence E2.6 de la norme FAC-010-2.1;
- le retrait de l'exigence approuvé par la FERC.

⁵⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0006](#), p. 2.

⁵¹ Décision [D-2015-168](#).

⁵² Dans la décision D-2015-059, la fonction « *coordonnateur de la planification* » (PC) désigne la nouvelle dénomination de « *responsable de la planification* » (PA). Ces deux termes renvoient à la même définition de fonction de fiabilité.

⁵³ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0024](#), p. 2.

L'application d'un défaut triphasé

[87] D'emblée, RTA précise que son réseau de transport n'a pas été conçu et exploité pour survivre à des défauts triphasés ainsi qu'à l'ensemble des contingences multiples décrits dans la norme TPL-001-4, à laquelle réfèrent les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2⁵⁴.

[88] De plus, au cours de l'Audience, RTA soutient que l'application d'un défaut triphasé à l'interconnexion entre son réseau et le réseau de transport d'Hydro-Québec, aux fins de la détermination des limites d'exploitation du réseau (SOL), aurait un impact sur ses capacités d'échanges et ses contrats avec Hydro-Québec Distribution (HQD) et Hydro-Québec Production (HQP). Selon elle, cet impact serait une réduction au niveau des SOL entre l'interconnexion entre RTA et HQT⁵⁵.

[89] Le Coordonnateur confirme avec réserve les allégations de RTA et indique que l'application d'un défaut triphasé, conformément aux exigences de la norme FAC-011-2, peut abaisser les limites SOL puisque le réseau de RTA n'a pas été conçu sur la base d'un tel défaut⁵⁶.

[90] Le Coordonnateur précise également que le critère du défaut triphasé est en application sur l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec, notamment pour des fins de planification, depuis 2005. Il indique, par ailleurs, que ce critère était précédemment appliqué uniquement sur le réseau Bulk (BPS)⁵⁷.

[91] Afin de justifier l'application nouvelle du défaut triphasé sur l'ensemble du réseau de transport, incluant celui de RTA, le Coordonnateur fait valoir ce qui suit :

« [...] la robustesse d'un réseau à un défaut triphasé est un critère dans l'horizon de planification et dans l'horizon d'exploitation reconnu dans l'industrie électrique. Au Québec, le Coordonnateur considère qu'il est pertinent d'appliquer ce critère pour le calcul des SOL sur les interconnexions avec RTA car ce dernier est un centre de production important »⁵⁸.

⁵⁴ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0034](#), p. 12.

⁵⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0079](#), p. 155 et 156.

⁵⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 100 à 102.

⁵⁷ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 29.

⁵⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0069](#), p. 6.

[92] Toutefois, le Coordonnateur reconnaît que le réseau de transport principal (RTP) non-BPS n'a pas été conçu sur la base d'une application d'un défaut triphasé et que les études portant sur l'évaluation de l'application du défaut triphasé sur l'ensemble du réseau, éléments RTP non-BPS, qui n'a pas été conçu pour une telle performance, ne sont pas complétées, même pour l'interconnexion avec RTA⁵⁹. Il n'est donc pas en mesure de confirmer avec certitude les allégations de RTA quant à la diminution de ses capacités de transit, lors de l'application du critère de défaut triphasé.

[93] HQT, pour sa part, affirme que l'application d'un défaut triphasé pour déterminer des limites SOL sur un réseau non planifié sur la base d'un tel critère aurait possiblement un impact important.

[94] Elle explique également que⁶⁰ :

- le défaut triphasé est une contingence simple à appliquer dans les normes TPL-001-4, FAC-010-2.1 et FAC-011-2;
- le défaut triphasé est un critère de fiabilité reconnu par l'industrie et pertinent pour l'évaluation de la performance du réseau;
- l'ensemble du réseau Bulk d'HQT est planifié sur la base de ce défaut et le réseau non Bulk l'est également depuis 2005.

[95] Dans ce contexte, le Coordonnateur soumet à la Régie qu'il ne peut proposer une disposition particulière codifiant une restriction de l'application du critère de performance en défaut triphasé demandée dans la norme NERC d'origine. Toutefois, il est disposé à déposer le libellé d'une disposition particulière à cet égard, en mars 2018, dans un dossier ultérieur.

⁵⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0081](#), p. 52 et 53.

⁶⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0076](#), p. 4.

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

- soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk;
- insérer le texte suivant à la décision de la Régie portant sur les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 :

« « Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur »⁶¹.

[97] Au soutien de sa proposition de statu quo, le Coordonnateur rappelle que les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 sont déjà adoptées et en vigueur au Québec, et leur nouvelle demande d'adoption déposée au présent dossier n'est justifiée que par le retrait d'exigences approuvé par la FERC. Il précise également que le délai du statu quo demandé lui permettra d'effectuer les études ou analyses requises afin de soumettre une modalité d'application ayant le niveau de détails pertinents et pouvant être ajoutée aux Annexes des normes concernées⁶².

[98] En complément à sa proposition, le Coordonnateur demande à la Régie de ne pas ajouter de disposition particulière à l'Annexe de ces normes, puisque plusieurs options sont possibles pour le remplacement ou l'application du critère du défaut triphasé dans les exigences concernées.

⁶¹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0120](#), p. 5 et 6.

⁶² Dossier R-3944-2015, pièce [A-0081](#), p. 52 et 53.

[99] Bien que RTA appuie la proposition de statu quo du Coordonnateur, elle réitère à la Régie de maintenir, dans le cadre de sa décision, un statu quo relativement à l'évaluation des limites SOL aux interconnexions entre RTA et HQT, pendant que la modalité d'application proposée par le Coordonnateur est débattue en consultation publique avec les entités visées. De plus, elle soumet que la Régie devrait également maintenir ce statu quo jusqu'à ce qu'elle accepte et mette en vigueur la modalité d'application que lui aura soumise le Coordonnateur à l'issue de la consultation publique avec les entités visées⁶³.

[100] Par ailleurs, si la proposition du Coordonnateur n'était pas retenue par la Régie, RTA propose les demandes subsidiaires suivantes⁶⁴ :

«

- ✓ *qu'il y ait une modification à l'Annexe Québec des normes (FAC-010-2.1 et FAC-011-2) afin de préciser que le critère de défaut triphasé et les contingences multiples ne s'appliquent pas aux entités visées qui n'ont pas d'impact significatif sur l'Interconnexion du Québec;*

- ✓ *qu'il y ait une modification à l'Annexe Québec de ces normes (FAC-010-2.1 et FAC-011-2) afin de préciser que le critère de défaut triphasé et les contingences multiples ne s'appliquent pas aux entités visées qui n'ont pas d'impact significatif sur l'Interconnexion du Québec en ce qui concerne les interconnexions entre un PVI et le réseau de HQT, même si ces lignes de HQT sont classées BULK, si l'impact de l'application de ces normes ferait en sorte de diminuer les limites SOL; et*

- ✓ *qu'il y ait une modification à l'Annexe Québec de la norme TPL-001-4 afin de préciser qu'elle ne s'applique pas en ce qui concerne les interconnexions entre un PVI et le réseau de HQT, même si ces lignes de HQT sont classées BULK, si l'impact de l'application de ces normes ferait en sorte de diminuer les limites SOL ».*

⁶³ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0038](#), p. 26 et 27.

⁶⁴ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0038](#), p. 28 et 29.

Opinion de la Régie

[101] La Régie rappelle que, bien que le champ d'applicabilité soit le RTP pour ces deux normes, la norme FAC-010 vise la planification de l'exploitation du réseau, alors que la norme FAC-011 vise l'exploitation du réseau en temps réel.

[102] Elle reproduit l'une des exigences relatives à ces normes, soit l'exigence E2.2 de la norme FAC-010-2.1, qui requiert l'application du critère du défaut monophasé :

« 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 dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire de pannes suite à des déclenchements en cascade ou de séparation non maîtrisée du réseau.

E2.2.1. défaut monophasé à la terre ou défaut triphasé (le plus grave des deux), avec élimination normale du défaut sur un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt »⁶⁵.

[103] La Régie note que l'application du défaut triphasé est requise dans l'application des exigences des normes NERC concernées et que cette demande n'émane donc pas d'une proposition de disposition particulière faite par le Coordonnateur. Elle comprend de ce qui précède, et des commentaires d'HQT à l'égard du défaut triphasé, que l'application d'un tel critère est un élément pertinent pour la fiabilité et que ce critère est en application sur l'ensemble du réseau Bulk.

[104] Toutefois, elle retient, notamment pour la planification du réseau non Bulk d'HQT, que le critère triphasé n'est en application que depuis 2005 et qu'il ne l'est pas sur l'ensemble de ce réseau. De plus, elle comprend que le réseau RTP non BPS n'a pas été conçu sur la base d'un tel critère et que les études permettant d'évaluer l'impact concret d'un tel critère sur les limites SOL de ces réseaux ne sont pas complétées.

⁶⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#), norme NERC FAC-010-2.1.

[105] La Régie comprend également que l'application d'un tel critère peut occasionner des investissements sur les installations non planifiées par le biais de ce critère et pour lesquels certaines limites SOL ont été fixées d'avance, notamment pour ce qui est des réseaux RTP non Bulk non planifiés sur la base du défaut triphasé.

[106] Quant au réseau de RTA, elle comprend qu'il n'a pas été construit sur la base d'un tel critère et que les limites SOL pour les interconnexions entre le réseau de RTA et celui d'HQT sont actuellement établies, non pas sur la base du défaut triphasé, mais sur celle du défaut monophasé.

[107] Dans ce contexte, la modification du critère appliqué au calcul des limites SOL entre le réseau actuel de RTA et celui d'HQT aurait pour conséquence la diminution de ces limites, à moins de réaliser des investissements sur son réseau lui permettant de le mettre à niveau pour l'application du critère du défaut triphasé.

[108] Tenant compte de ce qui précède, la Régie est d'avis qu'il est préférable que les limites SOL demeurent déterminées sur la base du critère de défaut utilisé actuellement par le Coordonnateur, dépendamment qu'il soit monophasé ou triphasé, pour ce qui est des installations RTP non BPS, notamment celles qui n'ont pas été planifiées pour subir le défaut triphasé et pour lesquelles des études de l'impact de l'application de ce défaut n'ont pas encore été complétées par le Coordonnateur ou HQT, le cas échéant.

[109] Par ailleurs, elle constate que le Coordonnateur propose de déposer ultérieurement une proposition de modalité d'application du défaut triphasé, sous forme de disposition particulière aux Annexes des normes concernées, et que RTA appuie la proposition de statu quo du Coordonnateur. Toutefois, la Régie note que RTA souhaite étendre ce statu quo jusqu'à la mise en vigueur de la modalité d'application du critère du défaut triphasé par la Régie.

[110] La Régie prend acte du texte proposé par le Coordonnateur codifiant, dans la présente décision, la proposition de statu quo. Toutefois, elle ne retient pas cette proposition. En effet, elle est d'avis qu'il est préférable de circonscrire plutôt le champ d'application des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 aux réseaux Bulk uniquement, puisque ces derniers sont planifiés sur la base du défaut triphasé et que, dans sa proposition, le Coordonnateur recommande de conserver la méthodologie de calcul des limites SOL qu'il utilise actuellement pour les réseaux RTP non Bulk.

[111] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter aux Annexes des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 une disposition particulière relative à leur champ d'application, précisant que ces normes sont applicables au réseau Bulk uniquement, et d'inclure une note à la section Historique des versions de leur Annexe précisant que leur champ d'application a été modifié dans la présente décision.**

[112] **De plus, compte tenu du lien existant entre les normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter la même disposition particulière que celle demandée au paragraphe 111 de la présente décision à l'Annexe de la norme FAC-014-2 et de déposer, dans le cadre du prochain dossier d'adoption de normes de fiabilité, une demande d'adoption de la norme FAC-014-2 et de son Annexe ainsi modifiée.**

[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.**

Renvoi à la norme TPL-003

[114] La Régie rappelle l'exigence E2.6 de la norme FAC-010-2.1 qui, dans son libellé, renvoie à la norme TPL-003 et qui se lit comme suit :

« E2.6. Dans la détermination de la réponse du réseau face à l'une ou l'autre des contingences multiples définies dans la norme de fiabilité TPL-003, outre les interventions définies aux exigences E2.3.1 et E2.3.2, l'intervention ci-dessous est acceptable : [...] »⁶⁶.

⁶⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#).

[115] Dans le dossier R-3699-2009, la Régie n'adopte pas la norme TPL-003, mais émet plutôt une ordonnance par laquelle elle demande au Coordonnateur de soumettre cette norme de nouveau pour adoption dans le cadre d'un autre dossier⁶⁷.

[116] À l'Audience, le Coordonnateur réitère sa position à l'effet qu'il n'est pas pertinent de prévoir une disposition particulière corrigeant le renvoi à la norme TPL-003, dont la demande d'adoption a été rejetée par la Régie et qui, dans le régime américain, est remplacée par la norme TPL-001-4. Au soutien de sa position, il allègue que le renvoi à cette norme prévaut partout ailleurs en Amérique du Nord et que, par souci de cohérence, il a décidé de conserver un tel renvoi dans la norme FAC-010-2.1 soumise à la Régie pour adoption dans le cadre du présent dossier⁶⁸.

[117] La Régie rappelle sa décision D-2016-059, rendue dans le cadre du dossier R-3943-2015, dans laquelle elle note la proposition du Coordonnateur d'ajouter des dispositions particulières codifiant la mise à jour de la version d'une norme utilisée comme référence dans le libellé d'une autre norme, dans les Annexes des normes MOD-017-0.1, MOD-018-0, MOD-019-0.1 et MOD-021-1, pour les exigences, les mesures et les niveaux de non-conformité de ces normes⁶⁹.

[118] Dans cette décision, la Régie relève que le Coordonnateur justifie sa position en précisant qu'au Québec, des références à des normes non adoptées par la Régie ne seraient pas valides. Il ajoute également que « *les changements issus de la mise à jour de la version d'une norme sur les exigences, les mesures et les niveaux de conformité correspondants sont mineurs et que l'impact de ces changements sur la norme où une norme de référence est citée est nul* »⁷⁰.

[119] À cette position du Coordonnateur, la Régie tient à réitérer ses propos déjà exprimés dans cette même décision et qui sont les suivants :

« [51] La Régie constate que la mise à jour de la version d'une norme qui est citée en référence dans une autre norme ne modifie pas, dans les cas présents, l'application au Québec de la norme qui l'utilise en référence.

⁶⁷ Décision [D-2015-059](#), p. 177, par. 732 et 733.

⁶⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 76.

⁶⁹ Décision [D-2016-059](#), p. 15, par. 45.

⁷⁰ Décision [D-2016-059](#), p. 15, par. 49.

[52] La Régie est satisfaite des clarifications fournies par le Coordonnateur à l'effet qu'une disposition particulière codifiant la mise à jour d'une norme citée en référence est nécessaire pour rendre valide l'application de la norme principale au Québec.

[53] La Régie retient également que le Coordonnateur souhaite conserver la formulation actuelle utilisée dans les Annexes des normes déposées, qui serait, selon ses propos, « préférable et plus concise » [note de bas de page omise]. Elle accepte la proposition du Coordonnateur »⁷¹.

[120] Compte tenu de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter, en Annexe de la norme FAC-010-2.1, une disposition particulière relative à l'exigence E2.6 codifiant la mise à jour du renvoi à la norme TPL-003 remplacée par la norme TPL-001-4 et libellée comme suit :

« Disposition particulière applicable à l'exigence E2.6 : la référence à la norme TPL-003 est remplacée par la référence à la norme TPL-001 ».

[121] Outre les modifications demandées au Coordonnateur, la Régie est satisfaite des textes proposés pour les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2. Elle se déclare également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de ces normes et de leur Annexe, aux fins de la présente décision.

[122] La Régie rappelle que, dans le cadre de ce dossier, la demande d'adoption de ces normes est principalement justifiée par le retrait, approuvé par la FERC, de certaines exigences. Elle rappelle également que ces normes sont actuellement en vigueur au Québec et que leur application au Québec demeure pertinente.

[123] Par conséquent, la Régie :

- **adopte les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2, ainsi que leur Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise, avec les modifications demandées aux paragraphes 111, 112 et 120 de la présente décision;**

⁷¹ Décision [D-2016-059](#), p. 16.

- **retire les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2, actuellement en vigueur au Québec mais devenues désuètes, ainsi que leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise.**

NORME INT-004-3

[124] Dans sa décision D-2017-012, la Régie réserve sa décision relativement à la demande d'adoption de la norme INT-004-3 du fait qu'elle demande au Coordonnateur de codifier adéquatement l'obligation d'inscrire une pseudo-interconnexion au Registre, selon le libellé et les modalités décrits aux paragraphes 57 et 58 de cette décision⁷².

[125] En suivi de cette décision, le Coordonnateur dépose une version modifiée de la norme⁷³ et de son Annexe, en respectant les ordonnances émises dans la décision D-2017-012.

[126] Après examen de la norme, la Régie se déclare satisfaite du texte proposé pour son Annexe, en ce qu'il est conforme au suivi de la décision. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais, aux fins de la présente décision.

[127] **Par conséquent, la Régie :**

- **adopte la norme INT-004-3, ainsi que son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise;**
- **retire les normes INT-001-3 et INT-004-2⁷⁴, devenues désuètes, ainsi que leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise.**

NORMES MOD-001-1a, MOD-008-1 ET MOD-029-1a

[128] Ces normes sont de nouvelles normes déposées pour adoption dans le cadre du dossier R-3949-2015. Dans sa décision D-2017-012, la Régie réserve sa décision pour ces normes, pour cause d'enjeux demeurant, identifiés par ÉLL et RTA.

⁷² Décision [D-2017-012](#), p. 20, par. 57 et 58.

⁷³ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0095](#).

⁷⁴ Dossier R-3944-2015, pièces [B-0075](#) et [B-0076](#).

[129] Les normes MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1a définissent le calcul de la capacité de transfert disponible (ATC), de la capacité de transfert totale (TTC) et de la capacité disponible d'une interface de transit (AFC) du réseau de transport ainsi que celui des réseaux voisins. Ces calculs sont basés sur une des méthodologies suivantes :

- méthodologie relative aux échanges de la zone, tel que décrit dans la norme MOD-028-2;
- méthodologie par chemin de transport spécifique, tel que décrit dans la norme MOD-029-1a;
- méthodologie des interfaces de transit, tel que décrit dans la norme MOD-030-2.

[130] Dans sa décision D-2016-195, la Régie prend acte du retrait des demandes d'adoption des normes MOD-028-2 et MOD-030-2. Ce retrait est justifié par le Coordonnateur du fait que les méthodologies définies par ces deux normes ne sont pas applicables au Québec.

[131] Les normes MOD-001-1a et MOD-029-1a, qui trouvent application au Québec, visent les *fournisseurs de service de transport* (TSP) et les *exploitants de réseau de transport* (TOP), alors que la norme MOD-008-1 est applicable uniquement aux *exploitants de réseau de transport* (TOP) qui maintiennent une TRM.

[132] Ces normes ont pour champ d'application le RTP.

[133] Au terme des séances de travail, les enjeux demeurant et relatifs à ces normes sont les suivants :

- la concordance entre les normes MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1a et l'Appendice C des Tarifs et conditions des services de transport d'électricité;
- l'identification de la norme MOD-004, rejetée par la Régie, comme prérequis à l'adoption de la norme MOD-029-1a⁷⁵ ainsi que le renvoi à cette même norme dans la norme MOD-029-1a.

⁷⁵ Dossier R-3949-2015, pièce [B-0005](#).

Normes MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1a versus l'Appendice C des Tarifs et conditions des services de transport d'électricité

[134] Au cours des séances de travail portant sur ces normes, ÉLL soulève ses préoccupations relativement aux différences pouvant exister entre les normes MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1a et l'Appendice C des Tarifs et conditions des services de transport d'électricité approuvée par la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires (l'Appendice C). Elle s'inquiète également de l'impact que ces différences pourraient avoir sur l'application des normes pour une entité visée par ces dernières.

[135] En réponse à l'engagement n° 6 souscrit lors de la séance de travail portant sur le Bloc VI, le Coordonnateur mentionne qu'HQT « *ne voit pas d'impact à la mise en vigueur de ces normes relativement à l'appendice C des Tarifs et Conditions de service de transport d'électricité* »⁷⁶.

[136] Toutefois, cette réponse demeure insatisfaisante pour ÉLL qui fait de cet enjeu un élément à traiter au cours de l'Audience. D'ailleurs, lors de cette audience, elle s'exprime comme suit sur ce sujet :

*« [...] ÉLL tient absolument à s'assurer qu'il y ait une cohérence entre le texte de l'Appendice C et les textes des MOD, surtout qu'il n'y a pas de contradiction. On voudrait éviter de se retrouver dans une situation où les MOD sont adoptés et qu'il y aurait des conflits ou des différences sur l'interprétation à apporter au texte de l'Appendice C en regard des MOD-001, 008 et 029 »*⁷⁷.

[137] HQT, pour sa part, est d'avis que les différences entre ces normes et l'Appendice C sont très mineures. À cet égard, elle indique ce qui suit :

« Le dernier point, c'est concernant la cohérence entre les normes MOD-001-8 et 29 et l'appendice C des Tarifs et conditions. Je souhaite mentionner que le Transporteur, comme ça été mentionné précédemment je crois, modifiera au besoin l'appendice C des Tarifs et conditions dès que possible, aussitôt que la Régie aura rendu sa décision. Mais suivant ma compréhension, après avoir

⁷⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0074](#), p. 6.

⁷⁷ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0081](#), p. 139.

discuté avec mes collègues, se sont des modifications très mineures qui ne devraient pas avoir un grand impact. J'ai terminé »⁷⁸.

[138] Le Coordonnateur appuie la proposition d'HQT à l'effet que l'Appendice C sera modifié dès que possible, à la suite de l'adoption, par la Régie, des normes MOD-001, MOD-008 et MOD-029. De plus, il suggère qu'un arrimage des normes et de l'Appendice C soit effectué lors de la demande tarifaire 2018 et propose une mise en vigueur des normes en 2018⁷⁹.

[139] ÉLL appuie la proposition du Coordonnateur et propose également que la Régie demande à HQT de faire un suivi relatif à la pertinence de modifier l'Appendice C, en le justifiant dans la demande tarifaire 2018⁸⁰.

Opinion de la Régie

[140] La Régie note que, dans leurs témoignages et plaidoirie, le Coordonnateur et ÉLL réfèrent à la décision D-2012-010, rendue dans le cadre de la phase 2 du dossier tarifaire R-3669-2008, qui traite de la demande d'HQT relative à l'approbation des modifications aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les Tarifs et conditions).

[141] Elle rappelle ses conclusions en lien avec l'approbation des modifications aux Tarifs et conditions et la conformité aux normes de fiabilité :

« [147] La Régie constate que les dispositions liminaires de l'appendice C-1, tout comme celles de l'appendice C actuellement en vigueur, prévoient que les critères et lignes directrices de la NERC sont suivis par le Transporteur pour évaluer l'ATC, en vertu de l'entente du Transporteur avec le NPCC.

[148] Sous réserve des autres conclusions contenues dans la présente décision, la Régie ne juge pas nécessaire de retarder l'application de la méthodologie et des algorithmes proposés à l'appendice C-1 pour le calcul de l'ATC ferme et de l'ATC non ferme, dans l'attente de l'approbation des normes de fiabilité au Québec relatives à ce sujet. Cette méthodologie et ces algorithmes sont utilisés

⁷⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0079](#), p. 96 et 97.

⁷⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0081](#), p. 48 à 50.

⁸⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0081](#), p. 139.

pour le calcul des ETC et ATC et réfèrent aux pratiques de l'industrie. Ils pourront être ajustés ultérieurement, au besoin, lorsque les normes de fiabilité pertinentes auront été approuvées par la Régie »⁸¹.

[142] La Régie précise également que, lors de l'examen du dossier tarifaire R-3669-2008 Phase 2, elle s'est prononcée sur certains aspects des méthodes de calcul de l'ATC dont, notamment, la « Coordination des ATC avec les réseaux voisins »⁸² au moyen de la variable TRM. Ainsi, la Régie se prononce comme suit, toutefois par le biais de la dissidence du régisseur Richard Carrier :

« [228] Pour ces motifs, la Régie rejette l'approche de coordination des ATC telle que présentée par le Transporteur et lui demande d'utiliser, pour chaque point d'interconnexion, la TRM applicable selon les données propres au Québec plutôt que la TRM la plus élevée des deux réseaux. La Régie demande au Transporteur de modifier le texte de l'appendice C-1 des Tarifs et conditions en conséquence. Elle précise que la présente décision prendra effet dès l'entrée en vigueur du texte de l'appendice C-1 »⁸³.

[143] La Régie rappelle, par le paragraphe précédent, qu'elle rejette le principe de « Coordination des ATC avec les réseaux voisins » qui, selon les allégations d'HQT dans le dossier R-3669-2008, est appuyé par la FERC.

[144] Elle rappelle également que, dans le cadre de ce même dossier, elle se prononce sur son approbation, au préalable, des modifications relatives au calcul des capacités commerciales sur le réseau d'HQT. À cet effet, elle indique ce qui suit :

« [226] De ce fait, dans le cas présent, la coordination des ATC, telle que présentée, dépasse le cadre de la gestion courante du Transporteur et doit faire l'objet d'une approbation par la Régie, d'autant plus justifiée qu'elle entraîne une modification substantielle de la capacité commercialisable sur le réseau du Transporteur »⁸⁴.

⁸¹ Décision [D-2012-010](#), p. 35.

⁸² Décision [D-2012-010](#), section 5.3.

⁸³ Décision [D-2012-010](#), p. 50.

⁸⁴ Décision [D-2012-010](#), p. 50.

[145] Ainsi, dans le présent dossier, la Régie note qu'ÉLL relève des différences entre les normes MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1a et les Tarifs et conditions et qu'HQT ne contredit pas les constats d'ÉLL. À cet égard, elle est d'avis qu'il est préférable qu'HQT identifie ces différences et apporte, au préalable, les modifications nécessaires à l'Appendice C et aux normes de fiabilité concernées, le cas échéant.

[146] De plus, la Régie retient que :

- HQT s'engage à modifier l'Appendice C, au besoin, à la suite de l'adoption des normes MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1a;
- le Coordonnateur appuie cette proposition d'HQT et préconise une modification des Tarifs et conditions, lors de la demande tarifaire 2018;
- HQT ne s'objecte pas à cette proposition du Coordonnateur;
- ÉLL appuie également la proposition d'HQT, mais suggère une justification pertinente par cette dernière des conclusions sur la nécessité de modifier l'Appendice C.

[147] La Régie constate que le Coordonnateur et ÉLL proposent un report du débat relatif à cet enjeu au dossier tarifaire 2018. Pour sa part, elle est d'avis qu'un tel débat pourrait avoir comme conséquence la modification des Annexes des normes en cause ou de l'Appendice C. À cet égard, elle se questionne sur la pertinence d'adopter ces normes, compte tenu de cette possible discordance.

[148] Par conséquent, afin de s'assurer d'une concordance entre les normes en cause et de permettre un débat sur cette question, la Régie demande à HQT d'inclure, comme sujet à son prochain dossier tarifaire, la question de l'arrimage entre l'Appendice C et les normes MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1a.

[149] Elle rappelle au Coordonnateur que toute modification résultant de la comparaison entre ces normes et l'Appendice C doit être consignée en Annexe des normes concernées et devra être incluse lors du prochain dépôt de ces normes pour adoption.

Renvoi à la norme MOD-004-1

[150] Dans sa demande initiale, le Coordonnateur précise que la norme MOD-004-1 est un prérequis à l'adoption des normes MOD-001, MOD-008 et MOD-029.

[151] La Régie rappelle l'exigence E9 de la norme MOD-001-1a, l'exigence E2 de la norme MOD-008-1 et les exigences E7 et E8 de la norme MOD-029-1a qui prévoient l'utilisation de valeurs de la marge de partage de capacité (CBM) dans leurs énoncés ou dans les calculs qu'elles encadrent.

[152] Dans le dossier R-3906-2014, le Coordonnateur justifiait la pertinence de l'adoption de la norme MOD-004-1 en ces termes :

« La norme MOD-004-1 traite spécifiquement de la marge de partage de capacité (CBM) qui est définie comme la quantité de capacité de transfert préservée par le fournisseur de service de transport (TSP) pour le responsable de l'approvisionnement (LSE) afin de lui permettre l'accès à de la production à partir des réseaux interconnectés pour respecter les exigences de fiabilité de la production. Cette marge est destinée à être utilisée seulement en cas d'urgence de déficit en puissance. Cette norme vise donc à promouvoir la cohérence et la fiabilité du calcul, de la vérification et de la préservation de la CBM parmi toutes les entités impliquées.

Jusqu'à récemment, ce type de marge n'était pas utilisé au Québec. Cette marge peut s'avérer importante pour pallier des déficits en production en permettant au LSE de réserver de la capacité de transfert sur un chemin donné. La norme MOD-004-1 viendra donc encadrer cette pratique en s'assurant que tous les intervenants utilisent une méthode de calcul cohérente et uniforme qu'ils communiquent en temps opportun »⁸⁵.

[153] Dans sa décision D-2015-198, la Régie rejette toutefois la demande d'adoption de la norme MOD-004-1 déposée par le Coordonnateur et justifie ce rejet comme suit :

« [124] La Régie est d'avis que les exigences E5.1 et E6.1 font l'objet d'un renvoi à des exigences d'organisations externes, dont le Northeast Power Coordinating

⁸⁵ Dossier R-3906-2014, pièce [B-0008](#), p. 1/4.

Council (NPCC), en matière d'adéquation des ressources ou de marge de réserve pour la charge dans la détermination de la CBM.

[125] *La Régie rappelle qu'elle s'est prononcée à ce sujet dans sa décision D-2015-059 [note de bas de page omise] comme suit :*

« [278] En conclusion, la Régie rejette les propositions de toutes formes de renvois à des exigences et critères du NPCC ou du PC qui ne sont pas clairement codifiés dans les Annexes des normes, autres que les renvois prévus à la Loi, comme le renvoi à une norme adoptée par la Régie, par exemple »⁸⁶.

[154] De plus, dans cette même décision, la Régie exprime son opposition relativement à l'ajout d'une disposition particulière pour l'application de la norme MOD-004-1 au Québec :

« [122] Par conséquent, la norme MOD-004-1 ne s'applique pas à RTA et à ÉLL-ÉRB en ce que ces entités n'assument aucune des fonctions visées par la norme. Par ailleurs, au-delà de ce qui précède, la Régie partage l'avis du Coordonnateur précisant que le fait de maintenir ou non une CBM au Québec ne justifie pas la codification de cette situation à l'Annexe puisqu'il ne s'agit pas d'un aspect normatif à caractère technique ou administratif propre au Québec. Ainsi, la Régie est d'avis qu'aucune disposition particulière n'est requise dans l'Annexe de la norme MOD-004-1 afin d'y codifier qu'aucune entité n'utilise la CBM au Québec »⁸⁷.

[155] Elle réitère que, malgré le rejet de la norme MOD-004-1 et le fait que la CBM soit nulle au Québec, elle juge pertinent d'avoir une norme au Québec qui encadre son calcul.

[156] Par ailleurs, la Régie rappelle que dans le présent dossier, le Coordonnateur demande l'adoption de normes de la NERC qui font référence à la CBM, dont la détermination est également encadrée par la NERC. La Régie est d'avis que l'absence d'une norme relative à la détermination de la CBM crée un vide réglementaire, rendant les normes MOD-001, MOD-008 et MOD-029 incomplètes.

⁸⁶ Décision [D-2015-198](#), p. 36.

⁸⁷ Décision [D-2015-198](#), p. 35.

[157] Elle constate que ces normes font référence à la norme MOD-004-1 qui établit la méthodologie de calcul de la CBM et qu'il est, de ce fait, d'autant plus utile et pertinent d'avoir une norme au Québec qui encadre son calcul.

[158] Aussi, la Régie rappelle que les normes MOD-001, MOD-008 et MOD-029, déposées par le Coordonnateur, ne peuvent référer à une CBM qui n'est pas définie de façon normative. Elle est d'avis qu'il serait souhaitable que le Coordonnateur remédie au vide réglementaire causé par l'absence d'une norme encadrant la méthodologie de calcul de la CBM.

[159] La Régie est d'avis que les normes MOD-001, MOD-008 et MOD-029 sont importantes pour la fiabilité du Québec et à des fins de commercialisation du service de transport. Toutefois, elle juge que, pour les motifs invoqués notamment aux paragraphes 145 et 148 de la présente décision, ces normes, telles que déposées par le Coordonnateur, ne sont pas applicables au Québec.

[160] Pour ces motifs, la Régie rejette la demande d'adoption des normes MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1a.

[161] Elle demande au Coordonnateur de soumettre pour adoption, dans le cadre d'un nouveau dossier et après la décision finale qui sera rendue dans le cadre de son prochain dossier tarifaire, les normes MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1a, en considérant également les commentaires formulés dans la présente décision et relatifs à la norme MOD-004-1.

NORME FAC-013-2

[162] La Régie rappelle que, dans sa décision D-2016-195, elle réservait sa décision sur la demande d'adoption de la norme FAC-013-2, au motif que cette dernière avait, pour prérequis à l'adoption, les normes MOD-001-1a et MOD-029-1a, pour lesquelles des enjeux demeuraient⁸⁸.

⁸⁸ Décision [D-2016-195](#), p. 23 et 24, par. 73 et 74.

[163] Au paragraphe 160 de la présente décision, la Régie rejette la demande d'adoption des normes MOD-001-1a et MOD-029-1a identifiées par le Coordonnateur comme prérequis à l'adoption de la norme FAC-013-2.

[164] Toutefois, la Régie est d'avis que la norme FAC-013-2 est pertinente pour le Québec et note qu'aucune entité ne s'oppose à son adoption. De plus, elle rappelle que l'analyse de cette norme a été faite de façon complète et rigoureuse dans le cadre du présent dossier.

[165] **Par conséquent, par souci d'allègement réglementaire, la Régie :**

- **adopte la norme de la NERC FAC-013-2 et son Annexe, dans leurs versions française et anglaise. Cependant, elle dispense les entités visées par cette dernière de s'y conformer, jusqu'à l'adoption des normes MOD-001-1a et MOD-029-1a, qui seront déposées de nouveau pour adoption, selon l'ordonnance du paragraphe 161 de la présente décision;**
- **retire la norme FAC-013-1, devenue désuète, et dont la mise en vigueur est suspendue par la décision D-2015-168.**

NORMES MOD-025-2, MOD-026-1 ET MOD-027-1

[166] Ces normes sont de nouvelles normes déposées pour adoption dans le cadre du dossier R-3944-2015.

[167] La norme MOD-025-2 encadre les activités des *propriétaires d'installation de production (GO)*, *propriétaires d'installation de transport (TO)*, ayant un ou des compensateur(s) synchrone(s), alors que les normes MOD-026-1 et MOD-027-1 encadrent celles des *planificateurs de réseau de transport (TP)* et des *propriétaires d'installation de production (GO)*.

[168] Ces normes ont pour champ d'application des éléments du RTP ayant des critères précis décrits dans l'Annexe de chacune de ces normes.

[169] Ces trois normes font l'objet d'enjeux lors de la séance de travail du Bloc IV. L'un des enjeux demeurant à l'issue de cette séance, et identifié par la Régie, est l'identification des compensateurs synchrones au Registre en lien avec la norme MOD-025-2.

[170] De plus, dans sa lettre de commentaires sur les normes des Blocs IV et V⁸⁹, RTA soulève les enjeux suivants, en lien avec la norme MOD-025-2, et qui ont fait l'objet d'échanges lors de l'Audience :

- les liens entre la capacité assignée selon la norme FAC-008-3 versus les capacités réelles selon les normes MOD-025-2 et TOP-002-2.1b;
- les liens entre la procédure IQ-P-001 d'HQT, l'exigence E13 de la norme TOP-002-2.1b et la norme MOD-025-2;
- la demande de confirmation à l'effet que le champ d'application de la norme MOD-025-2 est circonscrit aux centrales directement raccordées au RTP, tel que le souligne la norme NERC.

[171] En réponse aux préoccupations de RTA en ce qui a trait aux deux premiers enjeux cités précédemment, le Coordonnateur soumet notamment ce qui suit :

« Coordination de la soumission d'informations pour les normes MOD-025-2 et TOP-002-2-2.1b

RTA demande également à la Régie que la soumission d'information pour la norme MOD-025-2 et la norme TOP-002-2.1b soit coordonnée. Si la Régie adopte la norme MOD-025-2, le Coordonnateur rendra disponible, avant l'entrée en vigueur de la norme MOD-025-2, un seul formulaire et une seule procédure pour les soumissions des informations et données afférentes »⁹⁰.

[172] De plus, à l'Audience, il précise que les mesures dans la norme MOD-025-2 peuvent être un intrant à la norme FAC-008-3⁹¹ et que « [l]'encadrement IQ-P-001 sera soumis aux entités entre la date d'adoption et la date d'entrée en vigueur de la norme »⁹².

⁸⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0024](#), p. 2.

⁹⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0078](#), p. 3.

⁹¹ Dossier R-3944-2015, pièces [B-0107](#), p. 16, et [A-0074](#), p. 48.

⁹² Dossier R-3944-2015, pièce [B-0107](#), p. 16.

[173] À la suite de ces réponses du Coordonnateur, RTA ne formule aucun commentaire additionnel quant à ces enjeux et se déclare satisfaite des engagements souscrits par le Coordonnateur⁹³.

[174] En ce qui a trait au troisième enjeu qui porte sur le champ d'application de la norme MOD-025-2, le Coordonnateur soumet que :

« *directement raccordée* » dans la norme d'origine

- *Tel que discuté en séance de travail, le « directement raccordée » de la norme d'origine se situe dans un contexte de production dispersée et n'est pas applicable au Québec. La formulation n'est pas souhaitable* »⁹⁴.

[175] Il ajoute également que :

« [...] la norme d'origine s'applique aux éléments directement raccordés au BES. Alors, lorsqu'on l'applique aux groupes de production faisant partie du RTP, c'est une restriction du champ d'application quand même importante reconnue par la Régie, comme... que la Régie a entérinée et que la Régie a examinée et a en délibéré dans un autre dossier. Le RTP c'est la façon qu'on a appliquée... le champ d'application qu'on a donné à la majorité des normes au Québec. Ça rétrécit le champ d'application de la norme d'origine, déjà.

Là, c'est... dire qu'après ça, on peut aller chercher un terme qui était dans la... comme... ce n'est pas tout à fait juste, c'est directement raccordé au BES, les installations de votre cliente seraient visées si on avait le BES ici au Québec. Mais on a le RTP, donc le champ est restreint. Comme qu'on a ... dans un autre contexte, on a parlé de la production qui est non raccordée directement au RTP, c'est vingt pour cent (20 %) de la production en MVA au Québec. C'est gros de ne pas avoir ces centrales-là dans l'application ... dans le champ d'application des normes.

Alors la MOD-025 c'est moins prestige un peu, là, que la norme sur la tenue en fréquence. Mais au fond, ces normes-là appuient ces autres normes-là. Les centrales de production doivent tenir dans les perturbations de fréquence, mais on

⁹³ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0079](#), p. 153.

⁹⁴ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0107](#), p. 16.

doit connaître leurs capacités, on doit connaître leurs propriétés »⁹⁵. [nous soulignons]

[176] Au terme des échanges relatifs aux préoccupations de RTA, la Régie retient que seul l'enjeu relatif au champ d'application demeure. À cet égard, elle comprend des explications du Coordonnateur que la norme MOD-025-2 appuie une norme encadrant la tenue en fréquence. La norme de tenue en fréquence a pour champ d'application le RTP et il en va de même pour la norme MOD-025-2, qui en est dépendante.

[177] Par conséquent, la Régie se déclare satisfaite de la justification fournie par le Coordonnateur relativement au champ d'application de la norme MOD-025-2, notamment de l'inclusion, à ce champ d'application, des centrales qui ne sont pas directement raccordées au RTP.

Identification des compensateurs synchrones

[178] La Régie rappelle que la norme MOD-025-2 vise les *propriétaires d'installation de transport* (TO) ayant un ou des compensateur(s) synchrone(s).

[179] En ce qui a trait à l'identification, au Registre, des entités possédant des compensateurs synchrones, le Coordonnateur est d'avis qu'elle n'est pas nécessaire, puisque « *les compensateurs synchrones RTP font tous partie d'un poste qui est désigné RTP* »⁹⁶. Il précise que :

*« Dans le cas des compensateurs synchrones, ces équipements font systématiquement... C'est-à-dire, les compensateurs synchrones assujettis aux normes de fiabilité, les compensateurs synchrones RTP font tous partie d'un poste qui est désigné RTP, sont tous dans des... Donc, l'identification spécifique des compensateurs synchrones ne nous semble pas nécessaire. C'est un équipement comme des transformateurs, comme des barres, par exemple la PRC vise les barres. On n'identifie pas toutes les barres qui sont visées »*⁹⁷.

⁹⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 122 et 123.

⁹⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 44.

⁹⁷ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 44 et 45.

[180] La Régie rappelle que sa préoccupation a trait à l'identification au Registre des *propriétaires d'installation de transport* (TO) possédant des compensateurs synchrones plutôt qu'à l'identification spécifique des postes ayant des compensateurs synchrones, tel que soulevé par le Coordonnateur.

[181] De plus, elle rappelle que le Registre a notamment pour objectif d'identifier des éléments spécifiques auxquels les normes s'appliquent. Le Registre doit détenir des informations requises permettant l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[182] Compte tenu de ce qui précède, la Régie est d'avis que le Registre doit préciser clairement les entités qui possèdent des compensateurs synchrones.

[183] Par conséquent, elle demande au Coordonnateur d'inclure à l'« Annexe A-Fiche des entités visées » du Registre une note précisant si l'entité possède ou non un ou des compensateur(s) synchrone(s).

[184] Pour ce qui est des normes MOD-026-1 et MOD-027-1, elle note qu'aucun enjeu n'a été débattu au cours de l'Audience et, qu'au terme de cette dernière, aucune entité n'a émis de commentaires additionnels relatifs à ces normes.

[185] La Régie se déclare satisfaite de la concordance des textes français et anglais des normes MOD-025-2, MOD-026-1 et MOD-027-1, déposés par le Coordonnateur aux fins de la présente décision.

[186] Par conséquent, la Régie adopte les normes de la NERC MOD-025-2, MOD-026-1 et MOD-027-1 et leur Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.

NORME PRC-002-2

[187] La norme PRC-002-2 est une nouvelle norme déposée pour adoption dans le cadre du dossier R-3957-2015.

[188] Cette norme a pour objectif d'obtenir des données permettant de réaliser une analyse adéquate des perturbations dans le système de production-transport d'électricité (BES). La disponibilité des données facilite l'analyse du comportement du BES lors des défauts survenant sur le réseau et donne aussi la possibilité de valider les modèles.

[189] Elle encadre les activités des *coordonnateurs de la fiabilité* (RC), des *coordonnateurs de la planification* (PC), des *propriétaires d'installation de production* (GO) et des *propriétaires d'installation de transport* (TO) et s'applique aux installations du RTP.

[190] Dans sa demande, le Coordonnateur précise que cette norme et la norme PRC-018, dont la demande d'adoption a été rejetée par la Régie, ont le même objectif d'obtention de données nécessaires à l'analyse des perturbations.

[191] L'un des enjeux soumis par RTA, pour la séance de travail du Bloc IV, vise la possibilité de désignation et de sélection des postes non RTP sur lesquels les données d'enregistrement chronologique et d'enregistrement des défauts pourraient être exigées⁹⁸.

[192] À la suite des échanges relatifs à cet enjeu, le Coordonnateur ajoute, en réponse aux engagements souscrits lors de ladite séance, une disposition particulière relative à l'annexe 1⁹⁹ de la norme, notamment à l'étape 1 de la procédure décrite dans cette annexe et qui présente la Méthode de sélection des jeux de barres pour l'enregistrement chronologique des événements (ECE) et l'enregistrement des défauts (ED) (la Méthode). Cette disposition se lit comme suit :

« Disposition particulière pour l'étape 1 :

Lorsque le propriétaire d'installation de transport dresse la liste complète des jeux barres du RTP qu'il possède, il peut, à sa discrétion, ajouter un ou des jeux de barres non-RTP qu'il possède à sa liste aux fins de l'application de cette norme en autant que chaque jeu de barres non-RTP soit connecté à au moins un élément du RTP décrit à l'exigence 3.2.1 ou 3.2.2 »¹⁰⁰.

⁹⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0016](#), p. 2 et 3.

⁹⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#). L'annexe 1 de la norme PRC-002-2 relative à l'exigence E1 présente la méthode de sélection des jeux de barres pour l'enregistrement chronologique des événements (ECE) et l'enregistrement des défauts (ED).

¹⁰⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#).

[193] À la suite de l'examen de cette disposition particulière, la Régie se questionne sur son impact, qui entraînerait que l'application de l'exigence E1 serait plus restrictive pour les entités visées par la norme et aurait comme conséquence possible le positionnement d'enregistreurs sur un jeu de barres non-RTP au détriment d'un jeu de barres RTP.

[194] Pour ces motifs, la Régie réserve sa décision sur l'adoption de cette norme dans sa décision D-2016-195¹⁰¹. Par la suite, l'impact de la disposition particulière relative à l'étape 1 de l'annexe 1 proposée par le Coordonnateur est débattu lors de l'Audience.

[195] Le Coordonnateur justifie l'ajout de cette disposition en évoquant les points suivants :

- cette disposition permet l'ajout d'une barre non-RTP ayant des courants de court-circuit équivalents, tels que décrits dans la Méthode pour l'exercice de désignation de la barre et l'instauration des ECE/ED;
- si la barre non-RTP est désignée, elle est au moins aussi importante que la barre RTP qui aurait été désignée.

[196] De plus, en ce qui a trait à la problématique de placer l'élément ECE/ED sur une barre non-RTP au détriment d'une barre RTP, d'une part et, d'autre part, de l'opportunité de déplacer la disposition particulière ajoutée de l'étape 1 à l'étape 8 de l'annexe 1, le Coordonnateur ajoute ce qui suit :

- le but de la norme est de mettre les enregistreurs de défauts sur les jeux de barres essentielles pour la fiabilité¹⁰²;
- les barres non-RTP qui seront ajoutées, à la discrétion du propriétaire, seront au moins équivalentes aux barres RTP listées¹⁰³;
- le but est d'enregistrer les défauts dans les endroits d'importance¹⁰⁴;
- certaines entités ayant moins de jeux de barres ne se rendront pas à l'étape 8 et passeront directement à l'étape 9.

¹⁰¹ [Page 27](#), par. 95.

¹⁰² Pièce [A-0079](#), p. 48.

¹⁰³ Pièce [A-0079](#), p. 46 et 47.

¹⁰⁴ Pièce [A-0079](#), p. 51.

Opinion de la Régie

[197] La Régie comprend que la disposition particulière relative à l'étape 1 de l'annexe 1 permet à une entité d'ajouter des jeux de barres connectés à un élément RTP qu'elle jugerait pertinent pour la fiabilité.

[198] Toutefois, elle est d'avis que cet ajout à l'étape 1 de l'annexe 1 pourrait occasionner un positionnement des enregistreurs ECE/ED sur une barre non-RTP, au détriment d'une ou plusieurs barres RTP et que la preuve au dossier ne démontre pas à la Régie, de façon probante, que ce ne sera pas le cas.

[199] Par ailleurs, la Régie rappelle que le champ d'application de la norme est le RTP et que les exigences doivent s'appliquer de façon obligatoire aux éléments du RTP, lorsqu'ils sont visés par la norme.

[200] La Régie reproduit l'étape 8 de l'annexe 1 de la norme NERC PRC-002-2, qui se lit comme suit :

« 7 S'il ne reste plus aucun jeu de barres dans la liste : la procédure est terminée et des données ECE et ED ne sont pas exigées. Sauter à l'étape 9.

Si la liste compte entre 1 et 11 jeux de barres inclusivement : désigner pour la saisie des données ECE et ED le jeu de barres dont la puissance de court-circuit triphasé, déterminée à l'étape 3, est la plus élevée. Sauter à l'étape 9.

Si la liste compte plus de 11 jeux de barres : désigner pour la saisie des données ECE et ED, parmi les jeux de barres retenus à l'étape 6, au moins ceux de la tranche supérieure de 10 % de puissance de court-circuit triphasé. Passer à l'étape 8.

8 Désigner pour la saisie des données ECE et ED des jeux de barres supplémentaires dans la liste établie à l'étape 6. Les jeux de barres sélectionnés aux étapes 7 et 8 doivent totaliser au moins 20 % des jeux de barres sélectionnés à l'étape 6.

Les jeux de barres supplémentaires doivent être sélectionnés, à la discrétion du propriétaire d'installation de transport, de manière à maximiser l'étendue de la zone couverte par les données ECE et ED. Les emplacements suivants sont recommandés pour ces jeux de barres :

- *jeux de barres distants électriquement des autres jeux de barres ou par rapport à d'autres appareils de surveillance des perturbations;*
- *zones sensibles aux variations de tension;*
- *zones de consommation et de production cohérentes;*
- *jeux de barres ayant un nombre de circuits de transport incidents relativement élevé;*
- *jeux de barres associés à des dispositifs de réglage de la puissance réactive;*
- *installations importantes raccordées à l'extérieur de la zone du propriétaire d'installation de transport »¹⁰⁵.*

[nous soulignons]

[201] Elle constate que la norme prévoit à l'étape 8 une clause permettant aux entités visées d'inclure, selon une liste non exhaustive de critères, des barres sur lesquelles elle juge pertinent de disposer des enregistreurs (la Clause). Toutefois, elle constate également que certaines entités rendues à l'étape 7 de la procédure pourraient ne pas accomplir l'étape 8 et se rendre directement à l'étape 9.

[202] À cet égard, la Régie est d'avis qu'il pourrait être pertinent, compte tenu du paragraphe précédent, d'analyser la possibilité d'inclure la Clause, notamment à l'étape 9 de la Méthode, et proposer le résultat de cette analyse sous forme de disposition particulière. **Par conséquent, elle demande au Coordonnateur, lors du prochain dépôt d'une demande d'adoption de la norme PRC-002, de commenter l'opportunité d'inclure, notamment à l'étape 9 de la procédure de l'annexe 1, une clause équivalente à celle incluse à l'étape 8 de la norme NERC, afin de permettre aux entités visées par la norme d'ajouter, le cas échéant, des jeux de barres supplémentaires.**

¹⁰⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#).

[203] Bien que la Régie est d'avis que la disposition particulière proposée par le Coordonnateur est une amélioration pour la fiabilité, elle juge qu'elle n'est pas nécessaire pour assurer la fiabilité du réseau. Tenant compte de ce qui précède, elle ne retient pas la proposition du Coordonnateur de l'ajouter à l'Annexe de la norme.

[204] **Par conséquent, elle demande au Coordonnateur de retirer de l'Annexe Québec de la norme PRC-002-2 la disposition particulière pour l'étape 1 relative à l'annexe 1.**

[205] Par ailleurs, compte tenu des objectifs visés par cette norme, la Régie conclut que son application demeure pertinente pour le Québec.

[206] Elle se déclare également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de cette norme et de son Annexe, aux fins de la présente décision.

[207] **Par conséquent, la Régie adopte la norme PRC-002-2, ainsi que son Annexe, avec la modification demandée au paragraphe 204 de la présente décision, dans ses versions française et anglaise.**

NORME PRC-006-2

[208] La norme PRC-006-2 est une nouvelle norme déposée pour adoption dans le cadre du dossier R-3957-2015.

[209] Elle a pour objectif d'« [é]tablir les exigences relatives à la conception et à la documentation des programmes de délestage en sous-fréquence (DSF) automatique visant à interrompre la baisse de fréquence, à favoriser le rétablissement de la fréquence à la suite d'un incident de sous-fréquence et à offrir des mesures de dernier recours pour le maintien du réseau »¹⁰⁶.

[210] Elle encadre les activités des *coordonnateurs de la planification* (PC), des *distributeurs* (DP) et des *propriétaires d'installation de transport* (TO) désignés comme entités DSF ou possédant des éléments désignés dans les programmes de DSF.

¹⁰⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0117](#).

[211] Cette norme fait l'objet de la séance de travail portant sur les normes du Bloc III. Dans sa décision D-2016-150, la Régie réserve sa décision sur la demande d'adoption de cette norme, compte tenu des enjeux demeurant en lien avec cette dernière et identifiés par la Régie et les intervenantes au dossier¹⁰⁷.

[212] Cet enjeu porte, notamment, sur la variante Québec¹⁰⁸ de la norme incluse dans la norme NERC qui, selon le Coordonnateur, n'est pas applicable au Québec.

[213] En réponse aux engagements souscrits lors de la séance de travail, le Coordonnateur élabore comme suit sur l'inapplicabilité de la différence régionale pour l'Interconnexion du Québec :

« L'exigence 3 de la norme PRC-006-2 précise que les simulations doivent démontrer une fréquence à l'intérieur de la zone spécifiée à l'annexe 1A à la suite d'une perte de production de 25 % pour les îlots dans la zone du coordonnateur de la planification sans tenir compte des automatismes de réseau. Or, les études démontrent que lorsque le réseau du Québec, constituant le seul îlot au Québec, perd 25 % de la production en pointe, ce réseau s'effondre et aucun programme de délestage en sous-fréquence ou automatisme ne peut empêcher cet effondrement. De plus, lors d'un tel évènement, le réseau tend à la surfréquence plutôt qu'à la sous-fréquence »¹⁰⁹.

[214] Aussi, afin de rendre la norme applicable au Québec, malgré la variante Québec incluse dans la norme NERC, le Coordonnateur propose une disposition particulière, telle que déposée à la pièce B-0104¹¹⁰, qui en serait une correction.

[215] Il informe également la Régie que la disposition particulière proposée est à l'étude actuellement pour approbation devant la NERC et le NPCC, afin qu'elle remplace la variante Québec de la norme NERC actuelle et qu'elle soit incluse à la prochaine version de la norme, soit la norme PRC-006-3, qui sera déposée à la Régie pour adoption, dès l'approbation du conseil d'administration de la NERC.

¹⁰⁷ Décision [D-2016-150](#), p. 30, par. 112.

¹⁰⁸ Dossier R-3957-2015, pièce [B-0007](#), norme PRC-006-2, D.A. Différences régionales pour l'Interconnexion du Québec.

¹⁰⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0035](#), p. 9.

¹¹⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#), p. 262 à 264, Annexe QC-PRC-006-2, Dispositions particulières de la norme PRC-006-2 applicables au Québec.

[216] À l'Audience, le Coordonnateur réaffirme que, dès l'approbation de la norme PRC-006-3, incluant la nouvelle variante Québec, il soumettra une demande d'adoption de cette norme à la Régie.

[217] La Régie rappelle que, conformément à la Loi, elle a conclu une entente avec la NERC et le NPCC, par laquelle elle reconnaît l'expertise de ces organismes dans les domaines de l'établissement ou de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité, notamment pour lui fournir des avis ou des recommandations.

[218] Elle comprend du témoignage du Coordonnateur que ces organismes étudient actuellement la disposition particulière proposée en Annexe de la norme PRC-006-2, en remplacement de la variante Québec de la norme NERC PRC-006-2.

[219] La Régie note le caractère hautement technique de la disposition et comprend que ces organismes n'ont pas encore émis d'avis ou de recommandations relativement à cette nouvelle variante. Selon elle, il serait préférable que cette nouvelle variante soit préalablement validée par l'industrie, notamment par les organismes NERC et NPCC.

[220] La Régie juge donc que la norme PRC-006-2, telle que déposée par le Coordonnateur, ne peut être adoptée, tant que la NERC et le NPCC n'auront pas émis d'avis favorable pour le remplacement de la variante Québec actuelle de cette norme par la disposition particulière proposée par le Coordonnateur et incluse dans la norme NERC PRC-006-3.

[221] **Tenant compte de ce qui précède, la Régie rejette la demande d'adoption de la norme PRC-006-2.**

[222] Elle demeure toutefois d'avis que la norme PRC-006 est pertinente pour le Québec. **Conséquemment, elle demande au Coordonnateur de déposer, dans le cadre d'un nouveau dossier, la norme PRC-006-3, dès son approbation par la NERC.**

NORME PRC-023-3

[223] La norme PRC-023-3 est une nouvelle norme déposée pour adoption par le Coordonnateur dans le cadre du dossier R-3944-2015.

[224] Elle a pour objectif de régler les relais de protection de façon à ce qu'ils ne limitent pas la capacité de charge de transport et n'interfèrent pas avec la capacité de l'exploitant de prendre action pour préserver la fiabilité du réseau de transport de l'électricité.

[225] Cette norme est applicable aux *coordonnateurs de la planification* (PC), aux *distributeurs* (DP), aux *propriétaires d'installation de transport* (TO) et aux *propriétaires d'installation de production* (GO).

[226] Dans sa décision D-2016-150, la Régie réserve sa décision sur la demande d'adoption de cette norme. En effet, la norme a fait l'objet d'une DDR n° 1 de la part de la Régie, dans le cadre du dossier R-3944-2015, et d'enjeux demeurant à la suite des séances de travail.

[227] Le libellé initial de la norme PRC-023-3 et de son Annexe inclut, notamment, une disposition particulière relative à l'exigence E1 qui se lit comme suit :

« E1. Disposition particulière applicable au critère 10 :

Remplacer la valeur de réglage de 115 % par 105% »¹¹¹.

[228] Cette disposition particulière fait l'objet d'échanges lors de la séance de travail du 31 mars 2016. En effet, au cours de cette séance, la Régie se questionne sur le critère de la valeur de réglage de 105 % proposé par le Coordonnateur.

[229] À cet égard, le Coordonnateur précise que le critère est issu du Guide de surcharge des transformateurs d'HQT, qui a été révisé¹¹².

¹¹¹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0008](#), norme PRC-023.

¹¹² Dossier R-3944-2015, pièce [B-0024](#), p. 16 à 18.

[230] Toutefois, en réponse aux engagements souscrits lors de la séance du 31 mars 2016, le Coordonnateur modifie la disposition particulière initialement proposée et justifie ce changement par le fait que le Guide de surcharge d'HQT a été révisé et, par ailleurs, que les transformateurs d'HQT, visés par la norme, ne disposent pas de caractéristique assignée en situation d'urgence, ni d'équivalent, tel que spécifié par le deuxième point du critère 10 de la norme PRC-023¹¹³.

[231] Il précise que ce Guide de surcharge spécifie plutôt un « *facteur de charge correspond[ant] à un régime de surcharge en condition d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou de plusieurs transformateurs* » ». Le Coordonnateur est donc d'avis que « *100 % du plus grand facteur de charge établi pendant les conditions d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou de plusieurs transformateurs* » représente la valeur maximale permettant d'éviter que les protections limitent la capacité de charge du réseau de transport et assurent néanmoins une protection fiable d'éléments du RTP¹¹⁴.

[232] Par conséquent, il propose une nouvelle disposition particulière relative au critère 10 de l'exigence E1, qui se lit comme suit :

« Disposition particulière applicable au critère 10 :

Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :

- *Aucune disposition supplémentaire*
- *115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus élevée établie par l'exploitant ou 100 % du plus grand facteur de charge établi pendant les conditions d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou des plusieurs transformateurs* ¹¹⁵. [nous soulignons]

¹¹³ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0017](#), p. 7 et 8.

¹¹⁴ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0017](#), p. 7 et 8.

¹¹⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0019](#), p. QC-2 de 3.

[233] Cette disposition particulière fait l'objet de la DDR n° 1, dans laquelle la Régie questionne le Coordonnateur sur la pertinence d'établir plutôt un critère de 115 % du plus grand facteur de charge établi pendant les conditions d'urgence de longue durée, lors de la perte d'un ou de plusieurs transformateurs.

[234] Le Coordonnateur y répond en présentant le « *plus grand facteur de charge établi pendant les conditions d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou des plusieurs transformateurs* » comme étant une caractéristique propre à chaque transformateur, représentant un compromis entre la flexibilité d'exploitation et la vie du transformateur¹¹⁶.

[235] Il est d'avis que 100 % de ce critère établit la valeur maximale qui permet d'éviter que les protections limitent la capacité de charge du réseau de transport, tout en assurant une protection fiable du RTP contre les conditions de surcharge pouvant endommager les transformateurs¹¹⁷.

[236] Toutefois, à l'occasion du dépôt des réponses à la DDR n° 1, le Coordonnateur dépose une version révisée de l'Annexe de la norme et ajoute une nouvelle disposition particulière introduisant ainsi un nouvel élément au critère 10.

[237] La nouvelle disposition est établie comme suit :

« Disposition particulière applicable aux critères 10 et 11 :

10. Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :

- *Aucune disposition supplémentaire*
- *Soit*
 - *115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus élevée établie par l'exploitant, si l'exploitant l'a établi, ou*
 - *100 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de longue durée la plus élevée établie par le propriétaire du*

¹¹⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0024](#), p. 22.

¹¹⁷ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0024](#), p. 23, réponses R6-4.

transformateur, si l'exploitant n'a pas établi de caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus élevée et que le propriétaire du transformateur a établi la caractéristique assignée en situation d'urgence de longue durée »¹¹⁸. [nous soulignons]

[238] À l'Audience, le Coordonnateur et les représentants d'HQT présentent, notamment, les motifs suivants au soutien de cette disposition particulière :

- « *Premièrement, l'exploitant qui est au Québec CMÉ, mais qui pourrait dans certains cas être des GOP, des exploitants de centrales, il ne fixe pas de caractéristiques assignées en situation d'urgence de transformateurs. Donc, l'exploitant au Québec ne fixe pas une courbe d'urgence comme telle, comme la norme le veut. Il s'appuie sur un guide de surcharges [...]* »¹¹⁹;
- le Guide de surcharge des transformateurs d'HQT ne définit pas une caractéristique de situation d'urgence, mais plutôt une caractéristique de surcharge longue durée ou une caractéristique de surcharge longue;
- la disposition particulière ajoutée par le Coordonnateur est un critère supplémentaire au cas où l'exploitant, tel qu'HQT, n'aurait pas de caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur.

[239] En ce qui a trait à la marge de 100 % au lieu de 115 % de la « *caractéristique assignée en situation d'urgence de longue durée la plus élevée établie par le propriétaire du transformateur* », le Coordonnateur et les représentants d'HQT rappellent que, puisque cette caractéristique est fixée par l'exploitant, ce dernier ne peut se prémunir d'une marge supplémentaire. De plus, une application du critère de 115 % de cette caractéristique exigerait de l'exploitant d'opérer ses installations dans des conditions inhabituelles¹²⁰.

Opinion de la Régie

[240] La Régie comprend que la dernière version de la disposition particulière relative à l'exigence E1 ne supprime pas les critères 10 et 11 déjà définis à l'exigence E1 de la norme NERC.

¹¹⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0025](#).

¹¹⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 61.

¹²⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 62 à 66.

[241] Elle retient également de la justification du Coordonnateur que cette disposition permet aux exploitants visés par la norme d'avoir recours à des caractéristiques électriques propres à leurs installations et équivalentes à celles définies dans la norme NERC.

[242] Par ailleurs, la Régie constate qu'aucune intervenante aux dossiers ne s'oppose à l'ajout de cette disposition qui, par ailleurs, est soutenue par les représentants d'HQT.

[243] La Régie se déclare satisfaite des justifications du Coordonnateur quant à la disposition particulière ajoutée, relative aux critères 10 et 11 de l'exigence E1 de la norme PRC-023-3.

[244] Par ailleurs, la Régie rappelle l'autre enjeu relatif à cette norme portant sur la pertinence de tenir compte du niveau de tension lors de la désignation d'un actif de transport devant être visé par la norme.

[245] Elle se déclare satisfaite de la justification du Coordonnateur à l'effet qu'il n'est pas nécessaire de tenir compte du niveau de tension, puisque les installations visées par la norme sont celles faisant partie du RTP.

[246] La Régie est également satisfaite des textes proposés pour la norme PRC-023-3 et son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise, aux fins de la présente décision.

[247] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC PRC-023-3 ainsi que son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur aux pièces B-0100 et B-0101, dans leurs versions française et anglaise.

NORME PRC-025-1

[248] La norme PRC-025-1 est une nouvelle norme déposée pour adoption par le Coordonnateur dans le cadre du dossier R-3944-2015.

[249] Elle a pour objectif de régler les relais de protection de centrales sensibles à la charge, de façon à prévenir les déclenchements intempestifs durant une perturbation de réseau de courte durée, sans risquer de causer de dommages aux équipements associés à cette protection et en tenant compte des déclenchements prématurés qui augmentent l'étendue ou la durée de la perturbation.

[250] Cette norme est applicable aux *distributeurs (DP)*, aux *propriétaires d'installation de transport (TO)* et aux *propriétaires d'installation de production (GO)*. Elle s'applique uniquement aux installations du RTP, avec exclusions des installations qui ne sont pas raccordées au RTP¹²¹.

[251] Dans sa décision D-2016-150, la Régie réserve sa décision sur la demande d'adoption de cette norme. En effet, la norme a fait l'objet de la DDR n° 1, dans le cadre du dossier R-3944-2015, et d'enjeux demeurant à la suite des séances de travail.

[252] Les enjeux suivants sont traités dans la DDR n° 1 de la Régie, mais également lors de la séance de travail du Bloc I :

- la définition de l'expression « raccordée au RTP »;
- l'incidence sur la fiabilité de l'exclusion des centrales « non raccordées au RTP » du champ d'application de la norme.

Définition de l'expression « raccordée au RTP »

[253] À l'égard de la définition de l'expression « raccordée au RTP », le Coordonnateur indique ce qui suit :

« L'expression « Raccordé au RTP » signifie que la centrale est reliée par une ligne de transport faisant partie du RTP »¹²².

¹²¹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0117](#).

¹²² Dossier R-3944-2015, pièce [B-0024](#), p. 25.

[254] Lors de l'Audience, la Régie questionne le Coordonnateur sur l'opportunité d'ajouter au Glossaire une définition des termes « production raccordée au RTP » et « production non raccordée au RTP » ainsi que de modifier le titre de la colonne « raccordée au RTP » du Registre par une colonne intitulée « raccordée directement au RTP », puisqu'elle comprend de la définition fournie par le Coordonnateur que le terme « raccordée au RTP » renvoyait aux installations ou à la production directement raccordées au RTP.

[255] En Audience, le Coordonnateur réitère que, selon lui, le terme « raccordé au RTP » implique un lien de raccordement RTP¹²³ et que le terme « non raccordée au RTP » en est le pendant opposé.

[256] En ce qui a trait à l'ajout au Glossaire du terme « production non raccordée », le Coordonnateur n'appuie pas la proposition de la Régie. Il justifie son opposition par le fait que la notion de centrales non raccordées au RTP équivaut implicitement à des centrales dont le lien de raccordement n'est pas un lien RTP¹²⁴. De plus, selon lui, le Registre identifie déjà la production raccordée au RTP, ce qui est « *suffisant pour l'application des normes de fiabilité au Québec* »¹²⁵.

[257] Cependant, il résume sa position à l'égard de l'ajout de ces deux termes au Glossaire comme suit :

« Selon nous, ce n'est pas nécessaire. La caractéristique de production raccordée au RTP est identifiée au registre, les entités visées. La production non raccordée, c'est les autres, ceux qui disent qu'ils ne sont pas raccordés. C'est clair. C'est suffisant pour l'application des normes de fiabilité au Québec.

Par contre, si la Régie y voit un intérêt, bien, on ne s'oppose pas à ajouter, peut-être, la définition de production raccordée au RTP, le positif de la chose. Production non raccordée, pour nous, en soi, il n'y a pas lieu de le définir »¹²⁶.

[nous soulignons]

¹²³ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0079](#), p. 52 et 53.

¹²⁴ Dossier R-3944-2015, pièces [A-0079](#), p. 53 et 54, et [A-0074](#), p. 68 et 69.

¹²⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 68 et 69.

¹²⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0074](#), p. 69.

[258] Pour sa part, RTA interpelle la Régie sur la nuance possible dans la compréhension du terme « raccordées au RTP ». Elle plaide notamment ce qui suit :

« Dans les normes, on voit l'utilisation des termes « Installations de production raccordées au RTP » puis on voit aussi le terme « Installations de production raccordées directement au RTP ». On le voit déjà dans les normes et je vous ai souligné les normes dans lesquelles on a utilisé ce langage. Donc, si on a utilisé ce langage, « directement raccordées », « raccordées directement au RTP », on ne l'a pas mis dans d'autres cas, ça veut dire qu'il faut apporter cette nuance-là lorsqu'on lit le terme « raccordées au RTP » »¹²⁷.

[259] Pour RTA, il est pertinent que le Coordonnateur ajoute la mention « directement » avant le terme « raccordée » dans les normes, le cas échéant, ainsi qu'au Registre. Elle plaide la clarification et la prévisibilité pour les entités visées dans l'application des normes pour justifier sa demande.

[260] Par conséquent, elle propose, pour la norme PRC-025-1, de corriger la disposition particulière relative à la section applicabilité et en lien avec l'exemption 3.3 dans l'Annexe de la norme, en ajoutant, dans le texte de l'exemption, la mention « directement raccordées » au lieu de « raccordées ». L'exemption se lirait donc comme suit :

« « Les installations de production qui ne sont pas raccordées directement au RTP sont exemptées de l'application de la norme » »¹²⁸. [nous soulignons]

[261] Le Coordonnateur s'oppose à la proposition de RTA et conclut en précisant que si dans certaines annexes, le terme « directement raccordée » est utilisé, il procèdera au remplacement de ce dernier par le terme « raccordée au RTP ».

Opinion de la Régie

[262] La Régie comprend que, selon le Coordonnateur, la notion de production non raccordée est implicite et qu'elle renvoie inévitablement à une production dont le lien de raccordement n'est pas RTP.

¹²⁷ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0081](#), p. 98.

¹²⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0081](#), p. 100.

[263] Toutefois, la Régie rappelle que, lors de l'examen de la norme PRC-025-1, elle-même, ainsi que les intervenants, ont eu à demander au Coordonnateur des clarifications relatives au terme « raccordée au RTP ». Elle en conclut que cette notion n'est pas implicite et qu'il est préférable de la clarifier afin d'écartier toute ambiguïté.

[264] De plus, elle constate que certaines normes utilisent les termes « installations de production raccordées au RTP » et d'autres « installations de production raccordées directement au RTP », notamment les normes MOD-025-2 et PRC-025-1. Elle est d'avis que l'utilisation de ces termes qui, selon le Coordonnateur, ont la même signification dans le contexte des normes de fiabilité, devrait être spécifiée de façon claire au Glossaire.

[265] Elle rappelle que le Glossaire a pour objectif de définir les termes relatifs aux normes pour lesquels le sens commun ne s'applique pas et qui pourraient être sujets à des interprétations différentes, lors de la mise en application des normes de fiabilité.

[266] Pour ce motif, la Régie est d'avis que des définitions claires des termes « production raccordée au RTP » et « production non raccordée au RTP » sont souhaitables et doivent être incluses au Glossaire. **Par conséquent, elle demande au Coordonnateur d'ajouter au Glossaire la définition des termes « production raccordée au RTP » et « production non raccordée au RTP » pertinente à l'application des normes de fiabilité au Québec.**

[267] Par ailleurs, la Régie est d'avis que l'inclusion au Glossaire des termes « production raccordée » et « production non raccordée » clarifie leur usage dans l'ensemble des normes et dans le Registre.

[268] Elle juge donc inutile de faire une précision en ajoutant le terme « directement » pour ce qui est des termes « non raccordée au RTP » et « raccordée au RTP » ou des expressions équivalentes¹²⁹ dans les normes concernées, notamment la norme PRC-025-1, et de modifier le titre de la colonne « raccordée au RTP » de l'annexe C du Registre par le terme « Raccordé directement au RTP ».

[269] **Par conséquent, la Régie ne donne pas suite à la demande de RTA à cet effet.**

¹²⁹ Les équivalents du terme « production non raccordée au RTP » : « installations de production qui ne sont pas raccordées directement au RTP ».

L'incidence sur la fiabilité de l'exclusion des centrales « non raccordées au RTP » du champ d'application de la norme

[270] À l'égard du second enjeu, le Coordonnateur fournit la réponse suivante à la DDR n° 1 de la Régie :

« Veuillez commenter l'impact de ce pourcentage de production exemptée sur la fiabilité de l'Interconnexion du Québec et préciser de quelle façon l'impact sur la fiabilité du transport d'électricité a été vérifié.

R8.3

L'application des réglages de relais exigés par la norme PRC-025-1 à une centrale raccordée par une ligne non visée par la norme PRC-023-3 n'apporterait aucun gain de fiabilité. En effet, en l'absence d'exigence minimale en matière de capacité de charge de la ligne, une surcharge provoquerait le déclenchement de cette ligne plutôt que celui du groupe de production. La capacité de surcharge des relais de groupe de production n'est donc pas le facteur limitant en cas de surcharge. Par conséquent, l'application de cette norme à ces centrales n'apporte pas de gain à la fiabilité »¹³⁰.

[271] La Régie comprend que l'application de la norme est pertinente à la fiabilité, uniquement pour les centrales dont le lien de raccordement est visé par la norme PRC-023-3 qui permet l'application d'exigence minimale en matière de capacité de charge de lignes pour des lignes RTP ayant des caractéristiques précises¹³¹. Pour ces motifs, les installations de production qui ne sont pas raccordées au RTP sont exemptées de l'application de la norme PRC-025-1.

[272] Dans ce contexte, la Régie se déclare satisfaite de la justification fournie par le Coordonnateur.

[273] Quant aux autres aspects de la norme, la Régie est satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais, aux fins de la présente décision. De plus, elle note que la norme doit être adoptée en parallèle avec la norme PRC-023-3. Elle rappelle que, dans la présente décision, elle adopte la norme PRC-023-3.

¹³⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0024](#), p. 26.

¹³¹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#), Annexe Québec de la norme PRC-023-3.

[274] **Par conséquent, la Régie adopte la norme PRC-025-1 et son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.**

NORME PRC-024-1

[275] La norme PRC-024-1 est une nouvelle norme déposée pour adoption par le Coordonnateur dans le cadre du dossier R-3944-2015.

[276] Cette norme a pour objectif de donner l'assurance que les *propriétaires d'installation de production* (GO) règlent leurs relais de protection de groupes de production, de telle sorte que ces derniers restent raccordés pendant des excursions de fréquence et de tension définies. Elle vise uniquement les GO et est applicable aux installations du RTP.

[277] Dans sa décision D-2016-150, la Régie réserve sa décision sur la demande d'adoption de la norme. En effet, cette norme a fait l'objet de la DDR n° 1, dans le cadre du dossier R-3944-2015, et d'enjeux demeurant à la suite des séances de travail.

[278] Au terme de la séance de travail du Bloc III, le Coordonnateur modifie les courbes de l'annexe 2 de la norme au Québec (annexe 2 de l'Annexe Québec de la norme PRC-024-1)¹³² et dépose une disposition particulière relative à l'exigence E2. Le libellé de cette disposition se lit comme suit :

« Disposition particulière relative à l'exigence 2 : Les références à « l'annexe 2 de la norme PRC-024 » sont remplacées par « l'annexe 2 de l'annexe Québec de la norme PRC-024-1 » »¹³³.

¹³² Dossier R-3944-2015, pièce [B-0036](#).

¹³³ Dossier R-3944-2015, pièces [B-0036](#) et [B-0037](#).

[279] Selon le Coordonnateur, ces nouvelles courbes permettent l'harmonisation de la zone de non-déclenchement de la norme avec celle des exigences techniques de raccordement d'HQT¹³⁴. Par ailleurs, il précise que ces nouvelles courbes exigent une zone de non-déclenchement plus sévère, sauf pour des valeurs de tension situées entre 0,65 et 0,85 pu¹³⁵.

[280] Par ailleurs, il est d'avis que l'impact de cette disposition particulière serait nul pour les entités qui respectent les exigences techniques de raccordement. De plus, le Coordonnateur allègue que pour les autres entités qui ne seraient pas en mesure de respecter ces nouvelles courbes du fait de leur configuration, la norme prévoit, à l'exigence E2, des conditions d'exception leur permettant, sous réserve d'étude justificative fournie au *planificateur de réseau de transport* (TP), de souscrire à des réglages de relais de tension moins restrictifs¹³⁶.

[281] Le Coordonnateur précise que l'ajout de cette disposition particulière ne compromet pas la fiabilité et qu'elle permet une simplification de la conformité du fait que les entités qui respectent les exigences techniques de raccordement sont automatiquement conformes à la norme.

[282] RTA, pour sa part, fait valoir que l'annexe 2 de l'Annexe Québec, à laquelle réfère la disposition particulière relative à l'exigence E2, est plus restrictive que celle de la norme NERC et que ces critères sont ceux exigés par HQT, qui est une entité visée. De plus, elle est d'avis qu'il ne revient pas au Coordonnateur de modifier la norme dans le but d'imposer les exigences plus rigoureuses d'une autre entité visée¹³⁷.

[283] RTA ajoute que « *la modification que le Coordonnateur voudrait introduire requerrait des analyses approfondies, des modifications aux réglages et le remplacement de relais alors que RTA respecte déjà les exigences prévues à l'Annexe 2 de la norme NERC en tenant compte de quelques ajustements mineurs que RTA devra apporter à certains de ses équipements* »¹³⁸.

¹³⁴ Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement de centrales électriques au réseau d'HQT (2009).

¹³⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0035](#), p. 5 à 8.

¹³⁶ Pièce [B-0035](#), p. 6 à 8.

¹³⁷ Pièces [C-RTA-0017](#), p. 2, et [C-RTA-0038](#), p. 7.

¹³⁸ Pièce [C-RTA-0017](#), p. 9.

[284] À l'Audience, RTA résume de la manière suivante son niveau de conformité face à la courbe de l'annexe 2 de la norme NERC et face à la courbe de l'annexe 2 de l'Annexe Québec :

- en surtension, pour le premier trois cycles, RTA est 100 % conforme à la courbe de la norme NERC, mais 0 % conforme à la courbe d'HQT;
- pour le reste de la courbe en surtension proposée, plusieurs relais de RTA ne respectent pas ces réglages;
- pour la courbe en sous-tension, la courbe de la NERC ou celle d'HQT ne présente pas de différences significatives pour RTA; elles ont donc un impact équivalent.

[285] Le Coordonnateur, quant à lui, souligne que les exigences relatives aux courbes de tenues prévues dans l'Annexe Québec de la norme sont plus rigoureuses pour une partie des tensions pertinentes et moins rigoureuses pour d'autres. Bien que la proportion plus rigoureuse soit significativement plus grande que la proportion moins rigoureuse, l'exigence n'est pas systématiquement plus rigoureuse : elle est différente.

[286] Par ailleurs, contrairement aux prétentions de RTA relatives à l'inclusion de critères des exigences de raccordement d'HQT et à son rôle de Coordonnateur, le Coordonnateur rappelle qu'il lui revient de déposer à la Régie, pour adoption, « *des modifications aux normes et, dans ce contexte, de proposer des exigences différentes pour le Québec lorsque requis* »¹³⁹ [nous soulignons].

[287] Il ajoute que :

*« Tel que décrit à la réponse à l'engagement 6 à la pièce B-0035, le Coordonnateur souhaite simplifier les exigences au Québec quant aux variations de tension et surtout éviter qu'une entité qui soit conforme aux exigences techniques de raccordement du Transporteur puisse se trouver non-conforme à la norme. Le Coordonnateur estime que de niveler les courbes de tenues de la norme vers le bas ne peut se justifier du point de vue de la fiabilité. Par conséquent, la seule option permettant d'éviter un conflit possible est de niveler une partie des exigences de la norme vers le haut »*¹⁴⁰.

¹³⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0047](#), p. 6.

¹⁴⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0047](#), p. 6.

[288] Au terme de l'Audience, RTA soumet comme principale proposition de ne pas modifier la courbe de la NERC mais, afin de répondre à la problématique soulevée par le Coordonnateur, propose également les deux solutions subsidiaires suivantes :

« Conclusions recherchées par RTA :

- *Subsidiairement et pour tenir compte de cette problématique, l'une ou l'autre des solutions suivantes pourraient être retenues par la Régie :*

- *Solution #1 : A) Appliquer la courbe de HQT seulement pour les sous-tensions (soit la partie inférieure de la courbe), et B) Maintenir pour les surtensions, soit la partie supérieure de la courbe, celle de la NERC;*

ou

- *Solution #2 : A) Demander à HQT d'ajuster sa courbe pour la rendre plus sévère en sous-tension pour les zones problématiques, soit entre 1 et 3 secondes, et B) Maintenir la courbe de la NERC tel quel »¹⁴¹.*

[289] ÉLL, pour sa part, fait valoir qu'elle peut se conformer aux courbes de tenues proposées par le Coordonnateur, puisqu'elle répond déjà aux exigences techniques de raccordement. Cependant, elle précise qu'elle « *pourrait donc devoir requérir un délai raisonnable pour ce faire avant la date d'entrée en vigueur de la norme* »¹⁴².

[290] Pour le Coordonnateur, le calendrier de mise en vigueur de cette norme, déposée à la pièce B-0005 du dossier R-3944-2015, précise des délais raisonnables¹⁴³.

[291] HQT, pour sa part, fait valoir que le réseau d'Hydro-Québec est susceptible d'avoir des surtensions et des oscillations de puissance et de tension plus élevées que les interconnexions voisines. Aussi, pour remédier à ces phénomènes et éviter une amplification des perturbations qui pourraient conduire à des phénomènes de cascades, le réseau a besoin de la contribution de l'ensemble des centrales¹⁴⁴.

¹⁴¹ Dossier R-3944-2015, pièce [C-RTA-0038](#), p. 9.

¹⁴² Dossier R-3944-2015, pièce [C-ELL-0012](#).

¹⁴³ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0047](#), p. 3.

¹⁴⁴ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0079](#), p. 113 à 116.

[292] Aussi, pour HQT, ces éléments justifient le remplacement de la courbe en surtension de la norme NERC par la courbe en surtension proposée par le Coordonnateur dans l'annexe 2 de l'Annexe Québec, notamment en ce qui a trait aux surtensions supérieures à 1,4 pu et à la contribution de toutes les centrales pour une période de temps minimale de 0,05 seconde pour ces surtensions.

[293] Une telle exigence permet d'assurer une fiabilité adéquate de l'ensemble du réseau et un même niveau de fiabilité que les interconnexions voisines, compte tenu des caractéristiques particulières du réseau d'HQT¹⁴⁵.

[294] HQT précise également que la courbe proposée par le Coordonnateur est issue de ses exigences de raccordement qui sont approuvées par la Régie et qui seront bientôt en vigueur. Par ailleurs, elle soutient que ces exigences de raccordement existent depuis plusieurs années et qu'elles sont en constante évolution.

[295] Enfin, le Coordonnateur soutient également que la courbe qui fait l'objet de l'Annexe Québec dans la norme PRC-024 est celle établie par le Planificateur et qui permet la planification de l'Interconnexion du Québec¹⁴⁶.

Opinion de la Régie

[296] La Régie comprend que la disposition particulière relative à l'exigence E2 dans laquelle les références à « *l'annexe 2 de la norme NERC PRC-024 sont remplacées par l'annexe 2 de l'Annexe Québec de la norme PRC-024-1* »¹⁴⁷, soit la courbe issue des exigences techniques de raccordement d'HQT, introduit des enjeux différents selon qu'il s'agisse de critères de surtension ou de critères de sous-tension.

[297] Elle comprend que la principale préoccupation de RTA est en lien avec les exigences de cette courbe pour ce qui est de la surtension. En effet, selon l'intervenante, ses centrales ne peuvent opérer selon les exigences de surtension demandées par la courbe de l'annexe 2 de l'Annexe Québec, telle que proposée par le Coordonnateur.

¹⁴⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0079](#), p. 118 à 120.

¹⁴⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0081](#), p. 147.

¹⁴⁷ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#).

[298] Par ailleurs, la Régie constate que la courbe NERC permet, pour des tensions supérieures à 1,2 pu¹⁴⁸, un déclenchement instantané des centrales visées par la norme, alors que la courbe proposée par le Coordonnateur exige de ces centrales qu'elles demeurent raccordées au réseau de transport pour un temps minimal de 0,05 seconde pour toute surtension supérieure à 1,4 pu.

[299] La Régie comprend du témoignage d'HQT que les caractéristiques propres de son réseau de transport le rendent plus souvent sujet à des surtensions transitoires de plus de 1,4 pu que les réseaux voisins et que durant ce type de phénomène, il est important que les centrales visées par la norme demeurent raccordées au réseau d'HQT. Ceci justifie alors la disposition particulière relative à l'exigence E2 qui permet de modifier la valeur maximale permise dans la courbe NERC, laquelle est établie à 1,2 pu et permet un déclenchement de centrales à partir de cette valeur.

[300] Bien que selon HQT, les éléments de protection des centrales, pour des phénomènes de surtensions transitoires supérieures de 1,4 pu, devraient être des parafoudres et non les relais visés par la norme PRC-024-1, la Régie retient que le réseau de RTA n'est pas muni de tels dispositifs.

[301] Par ailleurs, elle note qu'HQT est incapable de confirmer que les surtensions transitoires de plus de 1,4 pu peuvent se propager jusqu'aux centrales de RTA. Elle comprend des arguments d'HQT qu'une propagation de ce phénomène sur le réseau de RTA ne serait pas impossible et que pour confirmer ses allégations, HQT a besoin de réaliser des analyses au préalable.

[302] Pour ces motifs, la Régie demande au Coordonnateur de déposer une étude réalisée par le *planificateur de réseau de transport* (TP), démontrant la pertinence d'imposer la disposition particulière relative à l'exigence E2 de la norme PRC-024-1, qui fait référence à la courbe issue des exigences de raccordement d'HQT, lors du prochain dépôt de la demande d'adoption de la norme PRC-024.

¹⁴⁸ L'unité pu équivaut à unité réduite (en français) ou *per unit* (en anglais).

[303] Par ailleurs, la Régie note que RTA n'a pas été en mesure de fournir les paramètres et le fonctionnement précis de ses relais qui sont visés par la norme PRC-024-1, ce qui aurait contribué à démontrer la possibilité ou l'impossibilité d'appliquer la disposition particulière relative à l'exigence E2. De plus, elle constate que RTA n'a pas présenté une évaluation des coûts susceptibles d'être engagés pour que ses installations soient conformes à la courbe proposée par le Coordonnateur.

[304] Par conséquent, afin de disposer de tous les éléments pertinents au prochain examen de la norme PRC-024, la Régie demande à RTA de déposer, au plus tard trois mois après le dépôt d'une nouvelle demande d'adoption de la norme PRC-024 :

- **un document présentant les relais visés par la norme PRC-024-1, notamment le type des relais, leurs paramètres et toute autre information pertinente ou une philosophie de protection de ces relais, le cas échéant;**
- **un rapport d'analyse sur le comportement de ses relais visés par la norme PRC-024-1 lors des surtensions transitoires dont fait état HQT.**

[305] Par ailleurs, bien que la Régie comprenne la pertinence d'appliquer la nouvelle courbe proposée par le Coordonnateur, elle note que par le biais de cette nouvelle courbe, HQT transpose ses exigences de raccordement de centrales dans les normes de fiabilité applicables au Québec. Ceci a pour effet de rendre les exigences d'HQT applicables à des centrales raccordées ou non à son réseau. À cet égard, la Régie juge important de rappeler que les centrales de RTA ne sont pas raccordées au réseau d'HQT et précise que, pour cette intervenante, un enjeu relatif à la courbe de surtension demeure.

[306] Pour ces motifs, la Régie est d'avis qu'il est pertinent de faire une distinction d'application de la courbe en surtension proposée par le Coordonnateur, selon que les centrales sont raccordées ou non au RTP.

[307] Enfin, elle prend acte des propos du Coordonnateur à l'effet qu'il existe de nombreuses clauses dérogatoires permettant aux entités visées par la norme de s'exempter de l'exigence en cause.

[308] Tenant compte de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur d'inclure une annexe 3 à l'Annexe Québec de la norme PRC-024-1, dans laquelle la courbe en surtension est celle issue de l'annexe 2 de la norme NERC PRC-024-1 et la durée du creux de tension (ou courbe en sous-tension) est celle de la courbe issue des exigences de raccordement d'HQT. Les paramètres équivalents de ces courbes devront être comme suit :

Durée de tenue en tension ¹⁴⁹		Durée de tenue aux creux de tension ¹⁵⁰	
Tension (p.u.)	Temps	Tension (p.u.)	Temps
≥ 1,200	Déclenchement instantané	$0,9 \leq V \leq 1,10$	Permanent
≥ 1,175	0,2	$0,85 \leq V < 0,9$	300
≥ 1,15	0,5	$0,75 \leq V < 0,85$	2,0
≥ 1,10	1,00	$0,25 \leq V < 0,75$	1,0
		$0 \leq V < 0,25$ (note 1)	0,15

Note 1. Pour les niveaux de tension entre 0 et 0,25 p.u., les centrales éoliennes doivent respecter la durée minimale calculée par la fonction suivante : $D = 3,4 V + 0,15$; où D est la durée minimale et V est la tension en p.u.

[309] Elle demande également au Coordonnateur de modifier comme suit la disposition particulière relative à l'exigence E2 de la norme PRC-024 :

- Pour les installations de production du RTP (incluant les transformateurs élévateurs) raccordées au RTP :

Les références à « l'annexe 2 de la norme NERC PRC-024 » sont remplacées par « l'annexe 2 de l'Annexe Québec de la norme PRC-024-1 ».

¹⁴⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#), p. 300.

¹⁵⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#), p. 305.

- **Pour les installations de production du RTP (incluant les transformateurs élévateurs) non raccordées au RTP :**

Les références à « l'annexe 2 de la norme NERC PRC-024 » sont remplacées par « l'annexe 3 de l'Annexe Québec de la norme PRC-024-1 ».

[310] Quant aux autres aspects de la norme, la Régie se déclare satisfaite de la disposition particulière relative à l'exigence E1 et de la justification fournie par le Coordonnateur à l'égard de son ajout¹⁵¹. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais, aux fins de la présente décision.

[311] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC PRC-024-1 ainsi que son Annexe, avec les modifications demandées aux paragraphes 308 et 309 de la présente décision.

NORME TPL-001-4

[312] La norme TPL-001-4 est le résultat de la refonte des normes TPL-001, TPL-002, TPL-003 et TPL-004, dont les versions « 0 » ont fait l'objet de demandes d'adoption dans le dossier R-3699-2009.

[313] Dans sa décision D-2015-059, la Régie rejette les demandes d'adoption de ces quatre normes, au motif qu'elles prévoient l'obligation de fournir des informations au RRO, à sa demande. De plus, elle demande au Coordonnateur de soumettre les quatre normes à nouveau pour adoption dans un dossier ultérieur.

[314] En suivi de cette décision, le Coordonnateur dépose, dans le cadre du dossier R-3944-2015, la demande d'adoption de la norme TPL-001-4.

[315] La norme TPL-001-4 fait l'objet de la séance de travail du Bloc V, au cours de laquelle la Régie échange avec les participants au sujet des enjeux qu'elle-même et les intervenantes ont préalablement identifiés.

¹⁵¹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0035](#), p. 8.

[316] Dans sa décision D-2016-195, la Régie réserve sa décision sur la demande d'adoption de cette norme pour cause d'enjeux demeurant et devant faire l'objet d'une audience. Ces enjeux sont :

- impact de l'élargissement du BPS sur les capacités de transport au niveau de l'interconnexion avec le réseau de RTA;
- clarification relative au critère de perte de « charge subordonnée applicable au Québec »;
- renvoi aux normes MOD-010-0 et MOD-012-0.

Élargissement du réseau Bulk (BPS)

[317] Les préoccupations de RTA sont liées à la transposition des exigences de la norme TPL-001-4 aux installations RTP non-Bulk par le biais des exigences des normes FAC-010 et FAC-011 plutôt qu'à la teneur des exigences de la norme TPL-001-4.

[318] En effet, la norme TPL-001-4 est applicable aux installations Bulk uniquement, alors que les normes FAC-010 et FAC-011 ont pour champ d'application le RTP. Toutefois, les normes FAC-010 et FAC-011 font référence à la norme TPL-003 remplacée par la norme TPL-001 pour le calcul des capacités de transfert, notamment pour ce qui est de l'interconnexion entre le réseau d'Hydro-Québec et celui de RTA.

[319] Pour cette raison, RTA s'interroge sur les conséquences d'une telle transposition sur les capacités de transfert au niveau de l'interconnexion entre son réseau et celui d'Hydro-Québec et est d'avis que cette transposition conduirait à la réduction des capacités de transfert entre les deux réseaux.

[320] RTA souligne que, selon son analyse du dossier R-3952-2015, le BPS serait aux portes de son interconnexion, avec « *des lignes qui vont devenir Bulk, des lignes d'interconnexion qui appartiennent à HQT, qui vont devenir Bulk, donc qui vont appliquer les critères Bulk puis qui risquent d'avoir aussi un impact sur les limites d'interconnexion* »¹⁵².

¹⁵² Dossier R-3944-2015, pièce [A-0079](#), p. 157.

[321] RTA demande que « *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, ainsi que la TPL-001 appliquée aux installations nouvellement Bulk des interconnexions entre nos deux réseaux* »¹⁵³.

[322] Selon le Coordonnateur, la norme TPL-001-4 s'applique à la planification du réseau et non à son exploitation, contrairement aux normes FAC-010 et FAC-011. Par conséquent, les préoccupations de RTA relatives aux capacités de transfert de son interconnexion ne relèvent pas de cette norme.

Opinion de la Régie

[323] La Régie rappelle que dans le cadre du dossier R-3952-2015, elle traite de la méthodologie d'identification des éléments du RTP et qu'elle analyse comme enjeu la question de l'élargissement du BPS et de son impact sur l'application des normes de fiabilité.

[324] Elle est d'avis qu'il n'est pas pertinent de tenir compte, dans le cadre de l'adoption de la norme TPL-001-4, des commentaires de RTA en lien avec l'élargissement du réseau Bulk et de son impact sur l'interconnexion de RTA. Elle examinera cette question de manière opportune dans le cadre du dossier R-3952-2015.

[325] Pour ces motifs, la Régie ne donne pas suite aux commentaires de RTA en ce qui a trait à l'élargissement du réseau Bulk et à son impact sur l'application de la norme TPL-001-4.

[326] Par ailleurs, la Régie rappelle que la norme TPL-001-4 est applicable aux éléments Bulk uniquement et que, dans la présente décision, elle a modifié le champ d'application des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 qui est, à compter de la présente décision, le réseau Bulk.

¹⁵³ Dossier R-3944-2015, pièce [A-0079](#), p. 158.

Charge non subordonnée

[327] La Régie se déclare satisfaite de la justification du Coordonnateur fournie à l'Audience à l'effet qu'HQT ne se prévaut pas du dispositif prévu à la note 12 de la norme relative à la perte de charge non-subordonnée¹⁵⁴.

Renvoi aux normes MOD-010-0 et MOD-012-0

[328] La Régie rappelle l'exigence E1 de la norme TPL-001-4 qui renvoie aux normes MOD-010-0 et MOD-012-0 :

« E1. Chaque planificateur de réseau de transport et coordonnateur de la planification doit tenir à jour des modèles de réseau pour sa zone aux fins des études nécessaires pour compléter son évaluation de la planification. Ces modèles doivent utiliser des données compatibles à celles fournies conformément aux normes MOD-010 et MOD-012, complétées par d'autres sources au besoin, y compris les éléments représentés dans le plan d'actions correctives, et doivent représenter les conditions projetées du réseau. Ces informations correspondent à la catégorie P0 du tableau 1, qui représente les conditions normales du réseau. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon de temps : planification à long terme] »¹⁵⁵.

[329] La Régie réitère ses propos des paragraphes 117 et 118 de la présente décision. En effet, elle demeure d'avis qu'il est pertinent que les normes qu'elle adopte réfèrent à des normes qu'elle a adoptées.

[330] Par ailleurs, elle rappelle que les normes MOD-010 et MOD-012 sont remplacées par la norme MOD-032-1 adoptée dans sa décision D-2016-195.

[331] Tenant compte également de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur de codifier à l'Annexe de la norme TPL-001-4 une disposition particulière relative à l'exigence E1 précisant que la norme MOD-032-1 remplace les normes MOD-010-0 et MOD-012-0.

¹⁵⁴ Pièces [B-0104](#) et [B-0107](#).

¹⁵⁵ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0104](#), norme TPL-001-4, p. 2.

[332] **Cette disposition doit être libellée comme suit :**

« Disposition particulière relative à l'exigence E1 : Toute référence aux normes MOD-010 et MOD-012 est remplacée par la référence à la norme MOD-032-1;

Specific provision applicable to requirement E1 : Every reference to the standards MOD-010 and MOD-012 is replaced by reference to the standard MOD-032-1 ».

[333] Quant aux autres aspects, la Régie se déclare satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de la norme TPL-001-4 ainsi que de son Annexe, aux fins de la présente décision.

[334] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie adopte la norme TPL-001-4, ainsi que son Annexe, dans leurs versions française et anglaise, avec les modifications demandées aux paragraphes 331 et 332 de la présente décision.**

4. MODIFICATIONS AU GLOSSAIRE

4.1 MODIFICATIONS EN LIEN AVEC LES NORMES ADOPTÉES

[335] Le Coordonnateur dépose pour adoption des modifications au Glossaire requises en raison de l'adoption des normes proposées. Un sommaire de sa demande relative aux modifications des définitions du Glossaire est présenté ci-dessous :

- EOP-004-2 : aucune modification aux définitions du Glossaire¹⁵⁶;
- FAC-010-2.1 : aucune modification aux définitions du Glossaire puisque la norme fait l'objet d'un retrait d'exigence;
- FAC-011-2 : aucune modification aux définitions du Glossaire puisque la norme fait l'objet d'un retrait d'exigence;

¹⁵⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), norme EOP-004-2, p. 1/3.

- FAC-013-2 : nouvelles définitions à ajouter au Glossaire¹⁵⁷;
- INT-004-3 : les modifications au Glossaire ont déjà été adoptées par la décision D-2017-012;
- MOD-025-2, MOD-026-1 et MOD-027-1 : aucune modification aux définitions du Glossaire¹⁵⁸;
- PRC-002-2 : aucune modification aux définitions du Glossaire¹⁵⁹;
- PRC-023-3 : aucune modification aux définitions du Glossaire¹⁶⁰;
- PRC-024-1 : aucune modification aux définitions du Glossaire¹⁶¹;
- PRC-025-1 : aucune modification aux définitions du Glossaire¹⁶²;
- TPL-001-4 : nouvelles définitions à ajouter au Glossaire¹⁶³.

[336] Par conséquent, pour les normes adoptées dans la présente décision, il demande à la Régie d'adopter les modifications suivantes et ajouter les termes suivants ainsi que leur définition :

- « Année un »;
- « Disjoncteur d'attache »;
- « Évaluation de la planification »;
- « Horizon de planification du transport à court terme »;
- « Horizon de planification du transport à long terme »;
- « Perte de charge non subordonnée »;
- « Perte de charge subordonnée ».

[337] La Régie est d'avis que les modifications proposées sont pertinentes en ce qu'elles clarifient l'interprétation des normes. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais des modifications demandées, aux fins de leur adoption.

¹⁵⁷ Dossier R-3949-2015, pièce [B-0005](#), norme FAC-013-2, p. 2/4.

¹⁵⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), normes MOD-025-2, MOD-026-1 et MOD-027-1, p. 2/5.

¹⁵⁹ Dossier R-3957-2015, pièce [B-0005](#), norme PRC-002-2, p. 1/3.

¹⁶⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), norme PRC-023-3, p. 1/5 et 2/5.

¹⁶¹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), norme PRC-024-1, p. 1/3.

¹⁶² Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), norme PRC-025-1, p. 1/3.

¹⁶³ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), norme TPL-001-4, p. 1/4 et 2/4.

[338] **Par conséquent, la Régie accueille la demande de modifications proposées au Glossaire, dans ses versions française et anglaise, par le Coordonnateur.**

[339] Par ailleurs, la Régie rappelle au Coordonnateur sa demande, au paragraphe 266 de la présente décision, visant l'ajout au Glossaire des termes « production raccordée au RTP » et « production non raccordée au RTP » et la réitère dans cette section.

[340] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur de soumettre, au plus tard le 20 octobre 2017, une version complète du Glossaire révisé, dans ses versions française et anglaise, en y ajoutant, à la section « Historique des versions », la référence à la présente décision, de même que sa date et les modifications adoptées.**

5. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR ET DE RETRAIT DES NORMES

[341] Le Coordonnateur demande à la Régie de fixer les dates d'entrée en vigueur des normes de fiabilité qu'elle aura adoptées dans la présente décision et de retrait des normes devenues désuètes en lien avec les normes adoptées¹⁶⁴.

[342] Dans la présente décision, la Régie adopte les normes EOP-004-2, FAC-010-2.1, FAC-011-2, FAC-013-2, INT-004-3, MOD-025-2, MOD-026-1, MOD-027-1, PRC-002-2, PRC-023-3, PRC-024-1, PRC-025-1 et TPL-001-4.

[343] Elle retire les normes CIP-001-2a, EOP-004-1, FAC-010-2.1, FAC-011-2, FAC-013-1, INT-001-3 et INT-004-2 et rejette les demandes d'adoption des normes de la NERC MOD-001-1a, MOD-008-1, MOD-029-1a et PRC-006-2.

¹⁶⁴ Dossiers R-3944-2015, pièce [B-0052](#), R-3949-2015, pièce [B-0016](#), et R-3957-2015, pièce [B-0018](#).

[344] Dans sa décision D-2015-168¹⁶⁵, la Régie accepte la proposition du Coordonnateur de fixer les dates d'entrée en vigueur de normes et de leur Annexe au premier jour de l'un des quatre trimestres d'une année civile, soit au 1^{er} janvier, au 1^{er} avril, au 1^{er} juillet ou au 1^{er} octobre.

[345] Par ailleurs, dans sa décision D-2016-011¹⁶⁶, la Régie fixe à 60 jours le délai minimal à prévoir entre les dates d'adoption et d'entrée en vigueur des normes à venir.

NORME EOP-004-2

[346] Pour la norme EOP-004-2, le Coordonnateur propose comme date d'entrée en vigueur le premier jour du premier trimestre à survenir après l'adoption de la norme. Il précise qu'à l'entrée en vigueur de la norme, les normes EOP-004-1 et CIP-001-2a, adoptées par la Régie¹⁶⁷, doivent être retirées¹⁶⁸.

[347] Cependant, en réponse aux engagements souscrits lors de la séance de travail du 10 novembre 2016, il indique à la Régie qu'il « *ne voit pas d'enjeu de prévoir un délai minimum de 60 jours après l'adoption des normes BAL-001, BAL-003 et PER-004 pour leur mise en vigueur* »¹⁶⁹.

[348] Le Coordonnateur mentionne également que l'entrée en vigueur de la norme aux États-Unis a été fixée au 1^{er} janvier 2014 et qu'un délai de six mois a été accordé aux entités pour la mise en œuvre. Toutefois, il souhaite une date d'entrée en vigueur rapide de la norme¹⁷⁰.

[349] La Régie note que cette norme est applicable aux fonctions *coordonnateur de la fiabilité (RC), distributeur (DP), exploitant d'installation de production (GOP), exploitant de réseau de transport (TOP), propriétaire d'installation de transport (TO), propriétaire d'installation de production (GO) et responsable de l'équilibrage (BA)*. De ce fait, elle est applicable à des entités autres qu'Hydro-Québec.

¹⁶⁵ [Page 17](#), par. 58.

¹⁶⁶ [Page 46](#), par. 193.

¹⁶⁷ Décision [D-2015-098](#), p. 23.

¹⁶⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), p. 1 à 3.

¹⁶⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0074](#).

¹⁷⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), p. 2 et 3.

[350] Compte tenu de ce qui précède, elle est d'avis qu'il est pertinent d'appliquer le délai de 60 jours fixé dans sa décision D-2016-011.

[351] **Pour ces motifs, la Régie fixe au 1^{er} janvier 2018 :**

- **la date d'entrée en vigueur de la norme EOP-004-2 et de son Annexe, dans leurs versions française et anglaise;**
- **la date de retrait des normes CIP-001-2a et EOP-004-1 et de leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise.**

NORMES FAC-010-2.1 ET FAC-011-2

[352] Le Coordonnateur identifie les exigences suivantes devant être retirées :

- l'exigence E5 qui vise le *responsable de la planification* (PA) de la norme FAC-010-2.1;
- l'exigence E5 qui vise le *coordonnateur de la fiabilité* (RC) de la norme FAC-011-2.

[353] Il précise que « [l]e retrait des exigences est entré en vigueur le 21 janvier 2014 aux États-Unis. Puisque les modifications proposées ne sont que des retraits d'exigence, la date d'entrée en vigueur proposée des normes modifiées pour le Québec est le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'adoption par la Régie »¹⁷¹.

[354] La Régie prend acte de l'affirmation du Coordonnateur à l'égard de l'évaluation de l'impact :

« L'impact des modifications proposées est positif puisqu'il réduit le nombre d'exigences que les entités devront respecter en retirant les exigences superflues et redondantes. Le Coordonnateur ne juge donc pas nécessaire d'effectuer une évaluation de l'impact pour ces modifications. Cependant, les entités le désirant pourront tout de même soumettre une évaluation de l'impact de ces modifications »

¹⁷¹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0006](#), p. 3/3.

sur leurs activités que le Coordonnateur déposera à la Régie en appui à la demande d'adoption »¹⁷².

[355] La Régie note que ces normes sont seulement applicables aux fonctions *responsable de la planification (PA)* ou *coordonnateur de la fiabilité (RC)*, soit le Coordonnateur, Hydro-Québec Contrôle des mouvements d'énergie (HQCMÉ), une direction d'HQT à titre de RC, et HQT à titre de PA¹⁷³.

[356] De plus, ces normes sont actuellement en vigueur et applicables au Québec.

[357] La Régie est d'avis qu'il n'est pas pertinent d'appliquer le délai de 60 jours fixé dans sa décision D-2016-011.

[358] **Pour ces motifs, la Régie fixe au 1^{er} octobre 2017 :**

- **la date d'entrée en vigueur des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 et de leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise;**
- **la date de retrait des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 et de leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise.**

NORME FAC-013-2

[359] Pour la date d'entrée en vigueur de la norme FAC-013-2, le Coordonnateur propose le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois suivant l'adoption de la norme. Il précise qu'avec son entrée en vigueur, la norme FAC-013-1, adoptée par la décision D-2013-176¹⁷⁴, doit être retirée¹⁷⁵.

[360] Par sa décision D-2015-168¹⁷⁶, la Régie a suspendu l'entrée en vigueur de la norme FAC-013-1 ainsi que de son Annexe.

¹⁷² Dossier R-3944-2015, pièce [B-0006](#), p. 3/3.

¹⁷³ Dossier R-3952-2015, pièce [B-0048](#), p. 6, *Registre des entités visées par les normes de fiabilité Juillet 2016*.

¹⁷⁴ Décision [D-2013-176](#).

¹⁷⁵ Dossier R-3949-2015, pièce [B-0005](#), p. 2/4.

¹⁷⁶ [Page 13](#).

[361] La Régie note que cette norme est seulement applicable au *coordonnateur de la planification* (PC), soit HQT.

[362] Elle note également que, selon l'évaluation du Coordonnateur, l'impact en suivi de conformité est « faible », alors que l'impact de l'implantation et le maintien de la norme sont modérés. Le Coordonnateur justifie l'impact modéré par le fait que « *l'implantation de la méthodologie du calcul de l'ATC, la TTC et de l'AFC tel que référencé dans la norme MOD-029-1a est en cours* »¹⁷⁷.

[363] La Régie rappelle que, dans la présente décision, elle rejette la demande d'adoption de la norme MOD-029-1a, prérequis à l'adoption de la norme FAC-013-2, et demande au Coordonnateur de lui soumettre de nouveau pour adoption la norme MOD-029-1a au terme du dossier tarifaire 2018.

[364] Pour ces motifs, elle réitère ses propos tenus dans la présente décision relatifs à l'adoption de la norme FAC-013-2 :

« [165] *Par conséquent, par souci d'allègement réglementaire, la Régie :*

- *adopte la norme de la NERC FAC-013-2 et son Annexe, dans leurs versions française et anglaise. Cependant, elle dispense les entités visées par cette dernière de s'y conformer, jusqu'à l'adoption des normes MOD-001-1a et MOD-029-1a, qui seront déposées de nouveau pour adoption, selon l'ordonnance du paragraphe 161 de la présente décision;*
- *retire la norme FAC-013-1, devenue désuète, et dont la mise en vigueur est suspendue par la décision D-2015-168* ». [nous soulignons]

[365] **Par conséquent, la Régie suspend l'entrée en vigueur de la norme FAC-013-2 jusqu'à l'adoption et l'entrée en vigueur de la norme MOD-029-1a.**

[366] **Toutefois, elle fixe au 1^{er} octobre 2017 la date de retrait de la norme FAC-013-1 et de son Annexe, dans leurs versions française et anglaise.**

¹⁷⁷ Dossier R-3949-2015, pièce [B-0005](#), p. 3/4.

NORME INT-004-3

[367] Le Coordonnateur propose comme date d'entrée en vigueur de la norme INT-004-3 le premier jour du premier trimestre à survenir un mois après l'adoption de la norme. Il précise qu'avec son entrée en vigueur, les normes INT-001-3 et INT-004-2, adoptées par la décision D-2015-059¹⁷⁸, doivent être retirées¹⁷⁹.

[368] Par sa décision D-2015-168¹⁸⁰, la Régie a suspendu l'entrée en vigueur des normes INT-001-3 et INT-004-2, ainsi que de leur Annexe respective.

[369] Le Coordonnateur mentionne que l'entrée en vigueur de la norme aux États-Unis a été fixée au 1^{er} octobre 2014. Il souhaite une entrée en vigueur rapide de la norme¹⁸¹.

[370] La Régie note que cette norme est applicable seulement aux fonctions *responsable de l'équilibre* (BA) et *négociant* (PSE).

[371] Elle rappelle que, par sa décision D-2015-195¹⁸², elle accueille la demande du Coordonnateur visant à retirer les fonctions *négociant* (PSE) et *responsable des échanges* (IA) et approuve un nouveau Registre modifié en conséquence.

[372] Au Québec, cette norme est donc applicable seulement au Coordonnateur, HQCMÉ, une direction d'HQT, dans ses activités de BA.

[373] La Régie est d'avis que, par souci d'efficacité réglementaire et d'harmonisation, il n'est pas pertinent d'appliquer le délai de 60 jours fixé dans sa décision D-2016-011.

¹⁷⁸ [Page 203](#).

¹⁷⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), p. 1/10 et 8/10.

¹⁸⁰ [Page 13](#).

¹⁸¹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), p. 8/10.

¹⁸² Décision [D-2015-195](#).

[374] **Pour ces motifs, la Régie fixe au 1^{er} octobre 2017 :**

- **la date d'entrée en vigueur de la norme INT-004-3 et de son Annexe, dans leurs versions française et anglaise;**
- **la date de retrait des normes INT-001-3 et INT-004-2 et de leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise.**

NORMES MOD-025-2, MOD-026-1 ET MOD-027-1

[375] Pour la date d'entrée en vigueur de la norme MOD-025-2, le Coordonnateur propose différents délais, subséquents à son adoption, et modulés selon le niveau de conformité requise. Il précise que « [l]e délai accordé aux entités pour la mise en œuvre de la norme MOD-025-2 aux États-Unis est de 2 années. Après ce délai, 40 % des installations visées doivent être conformes à toutes les exigences de la norme »¹⁸³.

[376] La Régie rappelle la norme PRC-019-1, adoptée par sa décision D-2016-150 et dont elle a fixé une seule date d'entrée en vigueur et établi un plan de mise en œuvre permettant la mise en conformité progressive des installations des entités visées par la norme, tel que demandé par le Coordonnateur. Elle constate que, dans sa demande, le Coordonnateur demande le même traitement vis-à-vis des installations visées par la norme MOD-025-2.

[377] Par souci de cohérence et d'allègement réglementaire, la Régie est d'avis qu'il est préférable de fixer une seule date de mise en vigueur de la norme MOD-025-2 et de joindre à la norme un plan de mise en œuvre applicable aux installations visées.

[378] **Pour ces motifs, la Régie fixe au 1^{er} octobre 2017 la date d'entrée en vigueur de la norme MOD-025-2 et de son Annexe, dans leurs versions française et anglaise.**

¹⁸³ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), p. 3/5.

[379] Par ailleurs, la Régie rappelle que, dans sa preuve, le Coordonnateur allègue que les activités de coordination de la norme PRC-019-1 seront réalisées plus efficacement, juste avant la réalisation d'un test de la capacité réactive, tel que requis par la norme MOD-025-2¹⁸⁴.

[380] Elle rappelle également qu'à la suite du débat visant le plan de mise en œuvre de la norme PRC-019-1, proposé par le Coordonnateur dans sa preuve initiale, elle a modifié son plan de mise en œuvre¹⁸⁵.

[381] La Régie est d'avis qu'il est pertinent de fixer le même plan de mise en œuvre pour la norme MOD-025-2.

[382] Toutefois, elle constate que la date de mise en application de la norme pour 40 % des installations raccordées au RTP et pour 15 % des installations non raccordées au RTP devrait être le 1^{er} octobre 2017, compte tenu du plan de mise en œuvre de la norme PRC-019-1. À cet égard, la Régie est d'avis que le délai d'application de la norme sur ces installations est court, compte tenu de la date de publication de la présente décision. Elle juge que, pour ces installations, la date de mise en application doit inclure le délai de 60 jours qu'elle a fixé dans sa décision D-2016-011.

[383] Par conséquent, la Régie fixe au 1^{er} janvier 2018 la date de mise en application de la norme MOD-025-2 pour 40 % des installations raccordées au RTP et pour 15 % des installations non raccordées au RTP.

[384] Tenant compte de ce qui précède, elle fixe également comme suit le plan de mise en œuvre de la norme MOD-025-2 et demande au Coordonnateur de l'ajouter à l'Annexe de la norme :

¹⁸⁴ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0005](#).

¹⁸⁵ Décision [D-2016-150](#), p. 39.

PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME MOD-025-2

Dates de mise en application applicables aux centrales raccordées au RTP

Installation visée (toutes les exigences) (%)	Date de mise en application au Québec
Au moins 40 % des installations visées	1 ^{er} janvier 2018
Au moins 60 % des installations visées	1 ^{er} octobre 2018
Au moins 80 % des installations visées	1 ^{er} octobre 2019
100 % des installations visées	1 ^{er} octobre 2020

Dates de mise en application applicables aux centrales non raccordées au RTP

Installation visée (toutes les exigences) (%)	Date de mise en application au Québec
Au moins 15 % des installations visées	1 ^{er} janvier 2018
Au moins 50 % des installations visées	1 ^{er} octobre 2018
Au moins 75 % des installations visées	1 ^{er} octobre 2019
100 % des installations visées	1 ^{er} octobre 2020

[385] Pour la date d'entrée en vigueur des normes MOD-026-1 et MOD-027-1, le Coordonnateur propose différents délais subséquents à leur adoption et modulés selon la teneur des exigences ainsi que selon le pourcentage de vérification du nombre de groupes visés¹⁸⁶. Il précise que la date d'entrée en vigueur des normes MOD-026-1 et MOD-027-1 aux États-Unis a été fixée au 1^{er} juillet 2014¹⁸⁷.

[386] La Régie rappelle le paragraphe 37 de la présente décision dans lequel elle est d'avis qu'il est préférable de fixer une seule date de mise en vigueur pour la norme et de joindre un plan de mise en œuvre présentant la procédure de mise en œuvre de ses exigences, d'une part, ou de mise en œuvre sur les installations visées, d'autre part, le cas échéant.

[387] Par conséquent, la Régie fixe au 1^{er} janvier 2018 la date d'entrée en vigueur des normes MOD-026-1 et MOD-027-1 et joint les plans de mise en œuvre suivants de ces deux normes, qu'elle demande au Coordonnateur d'ajouter à l'Annexe Québec de ces normes :

PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME MOD-026-1

Dates de mise en application applicables aux groupes visés

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 E3 à E6	100 % des groupes visés	1 ^{er} janvier 2018
E2	30 % des groupes visés	1 ^{er} octobre 2020
	50 % des groupes visés	1 ^{er} octobre 2022
	100 % des groupes visés	1 ^{er} octobre 2025

¹⁸⁶ Pour ce qui est des normes MOD-026-1 et MOD-027-1, au Québec, le terme « groupe visé » désigne les centrales de production faisant partie du RTP et ayant une capacité de production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

¹⁸⁷ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), p. 3/5.

PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME MOD-027-1

Dates de mise en application applicables aux groupes visés

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 E3 à E5	100 % des groupes visés	1 ^{er} janvier 2018
E2	30 % des groupes visés	1 ^{er} octobre 2020
	50 % des groupes visés	1 ^{er} octobre 2022
	100 % des groupes visés	1 ^{er} octobre 2025

NORME PRC-002-2

[388] Pour la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-002-2, le Coordonnateur propose différents délais subséquents à son adoption et modulés selon la teneur des exigences ainsi que selon le niveau de conformité requise. Il précise que la date d'entrée en vigueur de cette norme aux États-Unis a été fixée au 1^{er} juillet 2016 et que :

« [l]es entités américaines doivent être rendu 100 % conformes le premier jour du premier trimestre civil, 6 mois suivant cette date pour les exigences E1 et E5 et 9 mois pour l'exigence E12. En ce qui concerne les exigences E2, E3, E4, E6, E7, E8, E9, E10 et E11 un délai de 6 ans est accordé aux entités américaines pour se rendre conforme, mais elles doivent atteindre 50 % de conformité à la fin de la quatrième année »¹⁸⁸.

[389] La Régie constate que, selon l'évaluation du Coordonnateur, l'impact de cette norme est « important » en ce qui a trait à son implantation et « modéré » quant à son maintien et à son suivi.

¹⁸⁸ Dossier R-3957-2015, pièce [B-0005](#), p. 2 et 3.

[390] La Régie est d’avis qu’il est nécessaire d’appliquer le délai de 60 jours fixé dans sa décision D-2016-011.

[391] **Par conséquent, elle fixe au 1^{er} janvier 2018 la date d’entrée en vigueur de la norme PRC-002-2 et joint le plan de mise en œuvre de la norme qu’elle demande au Coordonnateur d’ajouter à l’Annexe Québec de cette norme :**

PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME PRC-002-2

Dates de mise en application applicables aux groupes visés

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 et E5	100 % des installations visées	1 ^{er} janvier 2018
E2 à E4	50 % des installations visées	1 ^{er} octobre 2020
E6 à E11	100 % des installations visées	1 ^{er} octobre 2022
E12	100 % des installations visées	1 ^{er} avril 2018

NORME PRC-023-3

[392] Pour la date d’entrée en vigueur de la norme PRC-023-3, le Coordonnateur propose différents délais subséquents à son adoption et modulés selon la teneur des exigences ainsi que de l’applicabilité de la norme. Il précise que la date d’entrée en vigueur de la norme aux États-Unis a été fixée au 1^{er} octobre 2014¹⁸⁹.

¹⁸⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), p. 2 à 5.

[393] Afin d'uniformiser les pratiques avec les juridictions voisines, le Coordonnateur propose des délais réduits pour la mise en vigueur de cette norme, tout en allouant des délais de mise en œuvre raisonnables pour les entités visées au Québec.

[394] La Régie constate que l'évaluation préliminaire de l'impact de la norme spécifique qu'il est « modéré » en ce qui a trait à l'implantation, au maintien et au suivi de la norme.

[395] Pour ces motifs, la Régie est d'avis qu'il est nécessaire d'appliquer le délai de 60 jours fixé dans sa décision D-2016-011.

[396] Par conséquent, elle fixe au 1^{er} janvier 2018 la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-023-3. Toutefois, elle joint le plan de mise en œuvre de la norme qu'elle demande au Coordonnateur d'ajouter à l'Annexe Québec de cette norme :

PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME PRC-023-3

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1	Chaque TO, GO ou DP avec des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus, à l'exception des éléments ci-dessous :	1 ^{er} janvier 2018
	<ul style="list-style-type: none"> Pour l'exigence E1, critère 10.1 	1 ^{er} avril 2018
	<ul style="list-style-type: none"> Pour les éléments de surveillance décrits dans PRC-023-3 – annexe A, section 1.6 	1 ^{er} octobre 2018
	<ul style="list-style-type: none"> Pour les dispositifs à déclenchement-sur défaut décrits dans PRC-023-3 – annexe A, section 1.3 	1 ^{er} octobre 2019
	Chaque TO, GO ou DP avec des circuits identifiés par le coordonnateur de la planification conformément à l'exigence E6	À la plus tardive des dates suivantes : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du

		<p>coordonnateur de la planification indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par PRC-023-3, conformément aux dispositions de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le coordonnateur de la planification supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.</p>
E2 et E3	Chaque TO, GO ou DP avec des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus	1 ^{er} janvier 2018
	Chaque TO, GO ou DP avec des circuits qui ont été sélectionnés par le coordonnateur de la planification conformément à l'exigence E6	<p>À la plus tardive des dates suivantes :</p> <p>Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du coordonnateur de la planification indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par PRC-023-3, conformément aux dispositions de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le coordonnateur de la planification supprime le circuit de la liste avant la</p>

		date d'entrée en vigueur applicable.
E4	Chaque TO, GO ou DP qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 comme fondement pour vérifier la capacité de charge des relais de lignes de transport	1 ^{er} avril 2018
E5	Chaque TO, GO ou DP qui règle les relais de lignes de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1	1 ^{er} avril 2018
E6	Chaque coordonnateur de la planification doit effectuer une évaluation en appliquant les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de coordonnateur de la planification pour lesquels les propriétaires d'installation de transport, les propriétaires d'installation de production et les distributeurs doivent se conformer aux exigences E1 à E5	1 ^{er} juillet 2018

NORME PRC-024-1

[397] Pour la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-024-1, le Coordonnateur propose différents délais subséquents à son adoption et modulés selon le niveau de conformité requise. Il précise que :

« [1]a date d'entrée en vigueur de cette norme aux États-Unis est le 1^{er} juillet 2016. À cette date, 40 % des installations visées devront être conformes à toutes les exigences de la norme, ce qui correspond à un délai de deux ans. Le reste des installations doivent être rendues conformes sur une période de 3 ans suivant le 1^{er} juillet 2016 »¹⁹⁰.

¹⁹⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), p. 2/3.

[398] ÉLL, pour sa part, précise ce qui suit quant à la mise en application de la norme PRC-024-1 sur ses installations :

« ÉLL entrevoit devoir faire des modifications dont le remplacement de certains relais de tension. Elle pourrait donc devoir requérir un délai raisonnable pour ce faire avant la date d'entrée en vigueur de la norme »¹⁹¹.

[399] Le Coordonnateur réplique à ce commentaire en précisant qu'il a déposé un calendrier de mise en vigueur pour cette norme, lequel prévoit des délais raisonnables¹⁹².

[400] La Régie constate que le plan de mise œuvre proposé par le Coordonnateur vise une application graduelle de la mise en conformité des installations pour les entités visées et une première mise en application sur la norme sur 40 % des installations visées, pas avant le 1^{er} octobre 2018. À cet égard, elle juge que les entités disposent de délais raisonnables pour mettre en application la norme PRC-024-1, à compter de sa date de mise en vigueur.

[401] Par conséquent, la Régie ne donne pas suite à la demande d'ÉLL et accueille la proposition du Coordonnateur. Elle fixe au 1^{er} octobre 2017 la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-024-1.

[402] Conformément au principe défini aux paragraphes 37 et 38 de la présente décision, elle joint le plan de mise en œuvre de la norme précisant les dates de mise en application de la norme PRC-024-1 au Québec et demande au Coordonnateur de l'ajouter à l'Annexe Québec de cette norme :

¹⁹¹ Dossier R-3944-2015, pièce [C-ELL-0012](#).

¹⁹² Dossier R-3944-2015, pièce [B-0047](#), p. 3.

PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME PRC-024-1

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
Toutes	Au moins 40 % de ses installations visées	1 ^{er} octobre 2018
	Au moins 60 % de ses installations visées	1 ^{er} octobre 2019
	Au moins 80 % de ses installations visées	1 ^{er} octobre 2020
	100 % de ses installations visées	1 ^{er} octobre 2021

NORME PRC-025-1

[403] Pour la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-025-1, le Coordonnateur propose le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois suivant l'adoption de la norme. Il précise que la date d'entrée en vigueur de la norme aux États-Unis a été fixée au 1^{er} octobre 2014¹⁹³.

[404] Afin d'uniformiser les pratiques avec les juridictions voisines, le Coordonnateur propose des délais réduits pour la mise en vigueur de cette norme, tout en allouant des délais de mise en œuvre raisonnables pour les entités visées au Québec.

[405] Compte tenu de ce qui précède et par souci d'efficacité réglementaire et d'harmonisation, la Régie est d'avis qu'il n'est pas pertinent d'appliquer le délai de 60 jours fixé dans sa décision D-2016-011.

[406] **Par conséquent, la Régie fixe au 1^{er} octobre 2017 la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-025-1 et joint le plan de mise en œuvre de la norme qu'elle demande au Coordonnateur d'ajouter à l'Annexe Québec de cette norme :**

¹⁹³ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), p. 2 et 3.

PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME PRC-025-1

Exigences	Applicabilité	Délai de mise en oeuvre au Québec	Date de mise en application au Québec
Toutes	Pour les entités visées par la norme dont les relais de protection sensibles à la charge peuvent être réglés conformément à la norme	48 mois après l'adoption de la norme par la Régie si les relais de protection sensibles à la charge peuvent être réglés conformément à la norme	1 ^{er} octobre 2021
Toutes	Pour les entités visées par la norme dont le remplacement ou le retrait des relais de protection sensibles à la charge peuvent être réglés conformément à la norme	72 mois après l'adoption de la norme par la Régie si le remplacement ou le retrait de ces relais est nécessaire	1 ^{er} octobre 2023

NORME TPL-001-4

[407] Pour la date d'entrée en vigueur de la norme TPL-001-4, le Coordonnateur propose le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois suivant l'adoption de la norme, pour les exigences E1 et E7, et le 1^{er} janvier 2016 ou un mois après l'adoption de la norme de la Régie, pour les exigences E2 à E6 et E8, si la date d'adoption par la Régie est postérieure à la date proposée. Il précise que la date d'entrée en vigueur de la norme aux États-Unis a été fixée au 1^{er} janvier 2015 pour les exigences E1 et E7 et au 1^{er} janvier 2016 pour les exigences E2 à E6 et E8¹⁹⁴.

[408] La Régie note que cette norme est applicable aux installations du réseau Bulk et aux fonctions *planificateur de réseau de transport* (TP) et *responsable de la planification* (PA), soit uniquement à HQT.

¹⁹⁴ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), p. 3 et 4.

[409] La Régie est d'avis que, par souci d'efficacité réglementaire et d'harmonisation, il n'est pas pertinent d'appliquer le délai de 60 jours fixé dans sa décision D-2016-011.

[410] **Pour ces motifs, la Régie fixe au 1^{er} octobre 2017 la date d'entrée en vigueur de la norme TPL-001-4 et de son Annexe, dans leurs versions française et anglaise.**

6. SUIVI DE LA DÉCISION D-2016-195 EN LIEN AVEC LA NORME FAC-003-3

6.1 ADOPTION DE LA NORME FAC-003-3

[411] La Régie reproduit la proposition subsidiaire relative à l'exigence E6 de la norme FAC-003-3, proposée par le Coordonnateur en suivi de la décision D-2016-150 :

« « *En version française :*

E6. Chaque propriétaire d'installation de transport visé et propriétaire d'installation de production visé doit effectuer une surveillance de la végétation pour 100 % de ses lignes de transport assujetties (mesurées en utilisant l'unité de son choix – numéros de circuit, nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.)

- au moins une fois par année civile sans dépasser 18 mois civils entre les inspections d'une même emprise, sauf pour les lignes désignées depuis au moins 12 mois comme lignes avec un cycle d'intervention de 5 ans et plus.*
- au moins une fois toutes les 2 années civiles sans dépasser 30 mois civils entre les inspections d'une même emprise pour les lignes désignées depuis au moins 12 mois comme lignes avec un cycle d'intervention de 5 ans et plus. Le propriétaire d'installation de transport visé ou le propriétaire d'installation de production peut désigner ce cycle d'intervention de 5 ans et plus pour une ligne en justifiant que le cycle d'intervention qui résulte de cette désignation a un impact non significatif sur le risque d'empiètement sur le MVCD et en considérant pour les 6 années précédentes, les résultats de la surveillance de la végétation et d'interventions liées à la gestion de la végétation, ainsi que les*

données pertinentes relatives à la géographie, à la météorologie et à la végétation »¹⁹⁵.

[412] Par ailleurs, la Régie rappelle le paragraphe 62 de sa décision D-2016-195 quant à la codification de cette proposition :

*« [62] La Régie analyse la codification de la mesure M6 dans la version de la norme FAC-003-3 et les justifications fournies par le Coordonnateur associées à cette dernière [note de bas de page omise]. Toutefois, elle demeure d'avis qu'une exigence ayant des impacts sur l'application d'une norme « absolument essentielle pour la fiabilité du réseau électrique » [note de bas de page omise] ne devrait pas être codifiée dans la section « Mesure ». Par conséquent, elle accepte la Proposition subsidiaire et demande au Coordonnateur de modifier l'Annexe de la norme FAC-003-3 conformément à sa Proposition subsidiaire »*¹⁹⁶.

[413] Elle définit les alinéas 1 et 2 de l'exigence E6 comme suit :

Alinéa 1 : « au moins une fois par année civile sans dépasser 18 mois civils entre les inspections d'une même emprise, sauf pour les lignes désignées depuis au moins 12 mois comme lignes avec un cycle d'intervention de 5 ans et plus ».

Alinéa 2 : « au moins une fois toutes les 2 années civiles sans dépasser 30 mois civils entre les inspections d'une même emprise pour les lignes désignées depuis au moins 12 mois comme lignes avec un cycle d'intervention de 5 ans et plus [...] ». [nous soulignons]

[414] Après analyse de la norme FAC-003-3 déposée en suivi de sa décision D-2016-195, la Régie constate une coquille dans le libellé de l'exigence E6, ayant un impact majeur sur l'application de l'exigence. En effet, il n'existe aucune distinction liée au cycle d'intervention des lignes au niveau de l'application des alinéas 1 et 2 de l'exigence E6, tel que cela devrait être prévu et en respect des conclusions attendues par la Régie à la suite de l'examen de la norme. Ainsi, au lieu de prévoir l'application de l'alinéa 1 aux « *lignes avec un cycle d'intervention inférieur à 5 ans* », il est indiqué que cet alinéa s'applique aux « *lignes avec un cycle d'intervention de 5 ans et plus* ».

¹⁹⁵ Dossiers R-3944/3949/3957-2015, décision [D-2016-195](#), p. 20, par. 6 et pièce [B-0066](#), p. 4.

¹⁹⁶ Décision [D-2016-195](#), p. 21.

[415] **Par conséquent, afin de corriger cette coquille, la Régie juge que la disposition particulière relative à l'exigence E6 de la norme FAC-003-3 devrait être libellée comme suit, dans sa version française :**

« E6. Chaque propriétaire d'installation de transport visé et propriétaire d'installation de production visé doit effectuer une surveillance de la végétation pour 100 % de ses lignes de transport assujetties (mesurées en utilisant l'unité de son choix – numéros de circuit, nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.)

- au moins une fois par année civile sans dépasser 18 mois civils entre les inspections d'une même emprise, sauf pour les lignes désignées depuis au moins 12 mois comme lignes avec un cycle d'intervention ~~de 5 ans et plus~~ inférieur à 5 ans.**

- au moins une fois toutes les 2 années civiles sans dépasser 30 mois civils entre les inspections d'une même emprise pour les lignes désignées depuis au moins 12 mois comme lignes avec un cycle d'intervention de 5 ans et plus. Le propriétaire d'installation de transport visé ou le propriétaire d'installation de production peut désigner ce cycle d'intervention de 5 ans et plus pour une ligne en justifiant que le cycle d'intervention qui résulte de cette désignation a un impact non significatif sur le risque d'empiétement sur le MVCD et en considérant pour les 6 années précédentes, les résultats de la surveillance de la végétation et d'interventions liées à la gestion de la végétation, ainsi que les données pertinentes relatives à la géographie, à la météorologie et à la végétation. ».**

[416] **De plus, elle demande au Coordonnateur de soumettre de nouveau, pour adoption, dans le cadre du dossier R-3944-2015, la norme FAC-003-3 et son Annexe ainsi modifiées, le cas échéant, dans leurs versions française et anglaise, au plus tard le 20 octobre 2017.**

6.2 PROCÉDURE D'ENREGISTREMENT DES LIGNES DÉSIGNÉES SOUS L'EXIGENCE E6 ALINÉA 2 DE LA NORME FAC-003-3

[417] Dans sa décision D-2016-195, la Régie demande au Coordonnateur de déposer une proposition de procédure visant à obtenir la liste des entités possédant des lignes de

200 kV et plus, dont le cycle d'intervention est de cinq ans ou plus à inclure au Registre ainsi que l'identification de ces lignes¹⁹⁷.

[418] Le Coordonnateur effectue ce suivi et dépose une proposition de « *procédure d'enregistrement des lignes désignées sous l'exigence 6 alinéa 2 de la norme FAC-003-3* » qui se présente comme suit :

- « 1. La Régie demande aux entités visées de lui fournir la liste de lignes de 200 kV et plus désignées comme ayant un cycle d'intervention de 5 ans ou plus.*
- 2. La Régie vérifie la conformité et l'application de l'exigence E6 de la norme FAC-003-1 à l'égard de ces lignes.*
- 3. La Régie transmet au Coordonnateur la liste des lignes pour lesquelles l'exigence E6 est respectée.*
- 4. Sur réception de l'information de la part de la Régie, le Coordonnateur met à jour le Registre.*
- 5. Tel que prévu par son processus de mise à jour du Registre, le Coordonnateur effectue un dépôt du Registre lorsqu'un changement important survient ou au moins une fois dans l'année suivant une approbation d'un Registre. Ce dépôt intégrera les modifications des désignations des lignes de 200 kV et plus dont le cycle d'intervention est de 5 ans ou plus »¹⁹⁸.*

[419] Le Coordonnateur dépose également une pièce portant sur l'enregistrement relatif à l'alinéa 2 de l'exigence 6 de la norme et dans laquelle il exprime notamment sa position à l'égard de la pertinence d'avoir une telle procédure¹⁹⁹ :

- Les pouvoirs et responsabilités du Coordonnateur et de la Régie :
 - le Coordonnateur n'a pas le pouvoir de demander aux entités visées de l'information relative aux lignes en question puisque les dispositions de la norme ne le lui permettent pas;
 - seule la Régie peut demander et recueillir ces informations, et plus précisément, dans son rôle de surveillance de la conformité et de l'application des normes de fiabilité;

¹⁹⁷ Décision [D-2016-195](#), p. 22, par. 66.

¹⁹⁸ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0125](#), p. 3.

¹⁹⁹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0124](#).

- les informations soumises à la Régie demeurent confidentielles (PSCAQ, lignes 23 à 29, p. 30), à moins de déterminer une contravention et ne peuvent être publiées sans le consentement des entités visées;
 - la vérification des justifications de la désignation de ces lignes, déposées par les entités, sera réalisée par la Régie.
- L'identification des lignes au Registre :
 - puisque la désignation des lignes est faite par l'entité elle-même et non par le Coordonnateur, ce dernier considère que la situation est différente des dispositions particulières applicables au RTP, lorsqu'il informe les entités visées qui sont identifiées au Registre;
 - le Coordonnateur considère que la désignation des lignes en question est similaire à la désignation d'éléments de la norme CIP-002-5.1, dont la désignation n'est pas consignée au Registre;
 - la désignation des lignes par les entités n'est pas nécessaire pour des fins d'application et de surveillance de cette exigence et, par le fait même, la procédure proposée.

Opinion de la Régie

[420] La Régie comprend que, pour le Coordonnateur, la procédure proposée alourdit le processus de surveillance de la conformité et n'est pas nécessaire pour des fins d'application et de surveillance de la norme FAC-003-3.

[421] La Régie rappelle que, lors de la séance de travail portant sur le Bloc I, le Coordonnateur a souscrit à un engagement en lien avec les dispositions particulières relatives à l'exigence E6 et à la mesure M6²⁰⁰, qui introduisent la notion de cycle d'intervention, dont la période détermine l'intervalle de temps requis entre les activités de « surveillance de la végétation » des lignes de transport. Le Coordonnateur a répondu à cet engagement en identifiant les zones géographiques des lignes de transport dont le cycle de transport est égal ou supérieur à cinq ans²⁰¹.

²⁰⁰ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0008](#), Annexe QC de la norme FAC-003-3.

²⁰¹ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0017](#), p. 3.

[422] Après l'analyse de l'Annexe de cette norme et des réponses aux engagements du Coordonnateur, la Régie note le caractère discrétionnaire de la disposition particulière relative à l'exigence E6 de la norme et adresse au Coordonnateur une série de DDR à cet effet.

[423] En réponse aux DDR de la Régie portant, entre autres, sur le caractère discrétionnaire de la détermination du cycle d'intervention par l'entité visée, le Coordonnateur modifie les dispositions particulières relatives à l'exigence E6 et à la mesure M6 qui encadrent la fréquence des activités de surveillance de la végétation.

[424] À la suite de l'examen des modifications apportées à ces deux dispositions particulières, la Régie comprend que les *propriétaires d'installation de production* (GO) et les *propriétaires d'installation de transport* (TO) doivent justifier, pour chaque ligne désignée, le choix d'un cycle d'intervention de cinq ans ou plus. Cet ajout encadre clairement le caractère discrétionnaire de l'exigence E6, évitant ainsi une désignation arbitraire faite par les entités visées.

[425] La Régie rappelle les paragraphes suivants de sa décision D-2016-195 :

« [63] La Régie est d'avis que la désignation des lignes faisant l'objet de la disposition particulière proposée par le Coordonnateur pour l'application de la norme FAC-003-3 au Québec devrait être faite dans le cadre de l'adoption des normes et de l'approbation du Registre.

[64] En effet, conformément à l'article 85.13 de la Loi, les entités visées par cette exigence doivent être identifiées au Registre que la Régie approuve. À cet égard, la Régie rappelle sa décision D-2011-068, dans laquelle elle établit les liens existant entre les installations visées et les entités visées :

« [169] La Régie est également d'avis que l'identification des installations visées et celle des entités visées sont liées et qu'elles dépendent du contenu des normes de fiabilité applicables au Québec. Pour cette raison, la Régie est d'avis que ces deux registres, soumis pour approbation, forment un tout indissociable et, par conséquent, doivent former un seul registre » [note de bas de page omise] »²⁰².

²⁰² Décision [D-2016-195](#), p. 21 et 22.

[426] La Régie rappelle qu'elle a conclu une entente avec le NPCC et la NERC à titre d'experts en développement de normes de fiabilité de transport d'électricité ainsi qu'en surveillance de l'application de ces normes. Au Québec, le NPCC surveille et évalue la conformité aux normes de fiabilité visées et soumet des recommandations à la Régie.

[427] Elle rappelle également la définition du Registre du PSCAQ selon laquelle il est un « [d]ocument, approuvé par la Régie conformément à l'article 85.13 de la Loi, identifiant les entités visées par les normes de fiabilité ainsi que leurs fonctions et les installations, systèmes et équipements assujettis à ces normes. L'utilisation de ce registre est limitée aux fins de l'administration du PSCAQ »²⁰³.

[428] La Régie réitère que la désignation des lignes faisant l'objet de la disposition particulière proposée par le Coordonnateur pour l'application de la norme FAC-003-3 doit être complétée dans le cadre de l'adoption des normes et de l'approbation du Registre, et non pas dans le cadre du processus de surveillance de la conformité et de l'application des normes de fiabilité.

[429] En ce qui a trait à la similarité de la désignation des lignes faisant l'objet de la disposition particulière proposée par le Coordonnateur pour l'application de la norme FAC-003-3 à celle de la norme CIP-002-5.1, la Régie rappelle que, dans le contexte de la norme CIP-002-5.1²⁰⁴, les entités responsables identifient les « *systèmes électroniques BES* » selon des critères énoncés à l'annexe 1 de la norme NERC CIP-002-5.1. Ces critères de type « *brightline* » sont notamment basés sur la valeur de la puissance assignée à ces installations ou systèmes²⁰⁵.

[430] La Régie constate que, à l'alinéa 2 de l'exigence 6 de l'Annexe Québec de la norme FAC-003-3, les entités visées peuvent désigner un cycle d'intervention de cinq ans et plus « *en justifiant que le cycle d'intervention qui résulte de cette désignation a un impact non significatif sur le risque d'empiètement sur le MVCD et en considérant pour les 6 années précédentes, les résultats de la surveillance de la végétation et d'interventions liées à la gestion de la végétation, ainsi que les données pertinentes relatives à la géographie, à la météorologie et à la végétation* »²⁰⁶.

²⁰³ [PSCAQ](#).

²⁰⁴ Dossier R-3947-2015, pièce [B-0053](#), annexe 1 de la norme CIP-002-5.1.

²⁰⁵ Décision [D-2017-031](#), p. 12, par. 29 et 30.

²⁰⁶ Décision [D-2016-195](#), p. 20, par. 61.

[431] Bien que, dans les deux cas, la désignation ne soit pas faite par le Coordonnateur mais par l'entité elle-même, la Régie est d'avis que, dans le cas de la disposition particulière de l'alinéa 2, cette désignation n'est pas guidée par un critère « *brightline* », mais plutôt par une justification qui pourrait être sujette à interprétation.

[432] Par conséquent, la Régie constate qu'il n'y a pas de similarité en terme d'identification au Registre entre la désignation des lignes faisant l'objet de la disposition particulière proposée par le Coordonnateur pour l'application de la norme et celle de la norme CIP-005-2.1.

[433] Par ailleurs, elle rappelle que, selon les propos du Coordonnateur, au paragraphe 155 de sa décision D-2011-068, l'objectif du Registre est le suivant :

« Selon le Coordonnateur, le Registre des installations comporte un double objectif [note de bas de page omise] :

- *il permet, en premier lieu, d'identifier les réseaux, appareils ou installations visés de façon spécifique par certaines normes de fiabilité, afin de préciser à quels installations, lignes, systèmes ou appareils elles doivent s'appliquer, afin d'en faciliter l'application;*
- *en deuxième lieu, ce registre apporte des précisions sur l'application de certaines normes de fiabilité, de façon à faciliter la compréhension de leur portée »²⁰⁷.*

[434] Tel que prescrit à l'article 85.6 de la Loi, le Coordonnateur doit déposer à la Régie les documents suivants :

- « 1^o les normes de fiabilité proposées par un organisme ayant conclu l'entente visée à l'article 85.4 ainsi que toute variante ou autre norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire;*
- 2^o une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées;*
- 3^o l'identification de toute entité visée à l'article 85.3 ».*

[435] De plus, l'article 85.13 de la Loi prévoit que le Coordonnateur :

²⁰⁷ Décision [D-2011-068](#), p. 38.

« 1^o doit déposer à la Régie, pour approbation, un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie;

2^o remplit les fonctions qui lui sont dévolues en vertu d'une norme de fiabilité adoptée par la Régie;

3^o peut, en vertu d'une norme adoptée par la Régie, donner des directives d'exploitation ». [nous soulignons]

[436] En ce qui a trait à l'étendue de la compétence de la Régie en matière de normes de fiabilité, l'article 85.7 de la Loi prescrit que :

« La Régie peut demander au coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle, aux conditions qu'elle indique. Elle adopte des normes de fiabilité et fixe la date de leur entrée en vigueur.

Les normes de fiabilité peuvent :

1^o prévoir, sous réserve de l'article 85.10, une grille de sanctions y compris des sanctions pécuniaires applicables en cas de contravention;

2^o rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue ».

[437] Tel que prévu dans le PSCAQ, la Régie note que lorsque des changements interviennent dans les données relatives à l'inscription des entités visées, ces dernières doivent informer le Coordonnateur de la fiabilité, qui dépose ces informations à la Régie dans les meilleurs délais²⁰⁸.

[438] La Régie juge que les informations relatives à la désignation des entités possédant des lignes de 200 kV et plus, dont le cycle d'intervention est de cinq ans ou plus, font partie des données relatives à l'inscription des entités visées.

²⁰⁸ [PSCAQ](#).

[439] En ce qui a trait à la confidentialité des données, la Régie rappelle les lignes 23 à 29 de la page 30 du PSCAQ :

« Dans le cadre de ses rapports publics, la Régie peut, au besoin, dévoiler certaines informations. À titre d'exemple, dans le cadre du PSCAQ, toutes informations déposées à la Régie, au cours de la tenue d'une audience au sujet d'une non-conformité, seront traitées de manière confidentielle par la Régie jusqu'à [ce] qu'elle détermine qu'il y a eu une contravention. Par la suite, la Régie affiche sur son site Web un sommaire de la contravention incluant les informations pertinentes à l'appui. Toutefois, seule la Régie peut rendre publiques des informations qui ont été soumises dans le cadre du PSCAQ »²⁰⁹.

[440] La Régie juge que les allégations du Coordonnateur à l'égard de la confidentialité sont non pertinentes, dans le contexte de sa demande relative à la procédure, puisque les installations visées par les normes de fiabilité sont identifiées au Registre et que l'identification des lignes visées par l'alinéa 2 de l'exigence 6 de la norme FAC-003-3 ne pose pas d'enjeu de confidentialité.

[441] Enfin, la Régie constate que, dans la procédure proposée par le Coordonnateur, elle est l'entité qui identifie les entités visées et informe le Coordonnateur qui, pour sa part, met le Registre à jour. Elle juge que cette procédure n'est pas conforme à l'article 85.13 de la Loi.

[442] **Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de déposer à nouveau, au plus tard le 30 octobre 2017, une proposition de procédure visant à obtenir :**

- **la liste des entités possédant des lignes de 200 kV et plus dont le cycle d'intervention est de cinq ans ou plus, à inclure au Registre;**
- **l'identification de ces lignes dans le Registre.**

²⁰⁹ [PSCAQ](#).

[443] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ADOPTE les normes de la NERC EOP-004-2, FAC-013-2, INT-004-3, MOD-025-2, MOD-026-1, MOD-027-1, PRC-023-3 et PRC-025-1, ainsi que leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise;

ADOPTE les normes de la NERC FAC-010-2.1, FAC-011-2, PRC-002-2, PRC-024-1 et TPL-001-4, ainsi que leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise, modifiées selon les ordonnances de la présente décision;

FIXE au **1^{er} octobre 2017** la date d'entrée en vigueur au Québec des normes de la NERC FAC-010-2.1, FAC-011-2, INT-004-3, MOD-025-2, PRC-024-1, PRC-025-1 et TPL-001-4 ainsi que de leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise;

FIXE au **1^{er} janvier 2018** la date d'entrée en vigueur au Québec des normes de la NERC EOP-004-2, MOD-026-1, MOD-027-1, PRC-002-2 et PRC-023-3, ainsi que de leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise;

SUSPEND l'entrée en vigueur de la norme FAC-013-2, ainsi que de son Annexe;

FIXE au **20 octobre 2017** la date du dépôt des normes et de leur Annexe, adoptées et mises en vigueur dans la présente décision, modifiées afin d'y indiquer leurs dates d'adoption et d'entrée en vigueur selon les ordonnances de la présente décision;

RETIRE les normes de la NERC CIP-001-2a, EOP-004-1, FAC-010-2.1, FAC-011-2, FAC-013-1, INT-001-3 et INT-004-2, ainsi que leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise;

FIXE au **1^{er} octobre 2017** la date de retrait des normes de la NERC FAC-010-2.1, FAC-011-2, FAC-013-1, INT-001-3 et INT-004-2, ainsi que de leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise;

FIXE au **1^{er} janvier 2018** la date de retrait des normes de la NERC CIP-001-2a et EOP-004-1, ainsi que de leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise;

REJETTE les demandes d'adoption des normes de la NERC MOD-001-1a, MOD-008-1 MOD-029-1a et PRC-006-2;

DEMANDE au Coordonnateur de soumettre à nouveau, pour adoption, au plus tard le **20 octobre 2017**, la norme de la NERC FAC-003-3 et son Annexe, dans leurs versions française et anglaise, modifiées selon les ordonnances de la présente décision;

ACCUEILLE la demande de modifications proposées au Glossaire, dans ses versions française et anglaise, par le Coordonnateur et lui **DEMANDE** de soumettre, au plus tard le **20 octobre 2017**, une version complète du Glossaire révisé, dans ses versions française et anglaise, en y ajoutant, à la section « Historique des versions », la référence à la présente décision, de même que sa date et les modifications adoptées;

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

Françoise Gagnon

Régisseur

Représentants :

Énergie La Lièvre s.e.c. (ÉLL) représentée par M^e Paule Hamelin et M^e Nicolas Dubé;

Hydro-Québec représentée par M^e Jean-Olivier Tremblay;

Hydro-Québec TransÉnergie représentée par M^e Yves Fréchette;

Rio Tinto Alcan inc. (RTA) représentée par M^e Pierre D. Grenier.

ANNEXE

Annexe (7 pages)

F. G. _____

TABLEAU 1
DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR DES NORMES ADOPTÉES
DANS LA PRÉSENTE DÉCISION

Normes	Date d'entrée en vigueur au Québec
EOP-004-2	1 ^{er} janvier 2018
FAC-010-2.1	1 ^{er} octobre 2017
FAC-011-2	1 ^{er} octobre 2017
FAC-013-2	suspendue
INT-004-3	1 ^{er} octobre 2017
MOD-025-2	1 ^{er} octobre 2017
MOD-026-1	1 ^{er} janvier 2018
MOD-027-1	1 ^{er} janvier 2018
PRC-002-2	1 ^{er} janvier 2018
PRC-023-3	1 ^{er} janvier 2018
PRC-024-1	1 ^{er} octobre 2017
PRC-025-1	1 ^{er} octobre 2017
TPL-001-4	1 ^{er} octobre 2017

TABLEAU 2
DATES DE RETRAIT DES NORMES RETIRÉES
DANS LA PRÉSENTE DÉCISION

Normes	Exigences	Date de retrait
CIP-001-2a	Toutes	1 ^{er} janvier 2018
EOP-004-1	Toutes	1 ^{er} janvier 2018
FAC-010-2.1	Toutes	1 ^{er} octobre 2017
FAC-011-2	Toutes	1 ^{er} octobre 2017
FAC-013-1	Toutes	1 ^{er} octobre 2017
INT-001-3	Toutes	1 ^{er} octobre 2017
INT-004-2	Toutes	1 ^{er} octobre 2017

TABLEAU 3
NORMES REJETÉES
DANS LA PRÉSENTE DÉCISION

Normes rejetées
MOD-001-1a
MOD-008-1
MOD-029-1a
PRC-006-2

TABLEAU 4
DÉPÔT DES NORMES DE FIABILITÉ EXAMINÉES²¹⁰

Normes à l'étude	Dates de dépôt des versions des normes	Dossiers de dépôt de la pièce	Pièces
EOP-004-2	2015-09-30	R-3944-2015	B-0008 B-0009
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
FAC-010-2.1	2015-09-30	R-3944-2015	B-0008 B-0009
	2016-10-07	R-3944-2015	B-0054 B-0055
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
FAC-011-2	2015-09-30	R-3944-2015	B-0008 B-0009
	2016-10-07	R-3944-2015	B-0054 B-0055
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
FAC-013-2	2015-11-11	R-3949-2015	B-0007 B-0008
	2016-10-07	R-3944-2015	B-0054 B-0055
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117

²¹⁰ Les normes INT-011-1 et MOD-030-2 ont été retirées.

Normes à l'étude	Dates de dépôt des versions des normes	Dossiers de dépôt de la pièce	Pièces
INT-004-3	2015-09-30	R-3944-2015	B-0008 B-0009
	2016-11-29	R-3944-2015	B-0075 B-0076
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
MOD-001-1a	2015-11-11	R-3949-2015	B-0007 B-0008
	2016-11-29	R-3944-2015	B-0075 B-0076
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
MOD-008-1	2015-11-11	R-3949-2015	B-0007 B-0008
	2016-11-29	R-3944-2015	B-0075 B-0076
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
MOD-029-1a	2015-11-11	R-3949-2015	B-0007 B-0008
	2016-11-29	R-3944-2015	B-0075 B-0076
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
MOD-025-2	2015-09-30	R-3944-2015	B-0008 B-0009
	2016-08-12	R-3944-2015	B-0043 B-0044
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117

Normes à l'étude	Dates de dépôt des versions des normes	Dossiers de dépôt de la pièce	Pièces
MOD-026-1	2015-09-30	R-3944-2015	B-0008 B-0009
	2016-08-12	R-3944-2015	B-0043 B-0044
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
MOD-027-1	2015-09-30	R-3944-2015	B-0008 B-0009
	2016-08-12	R-3944-2015	B-0043 B-0044
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
PRC-002-2	2015-12-21	R-3957-2015	B-0007 B-0008
	2016-08-12	R-3944-2015	B-0043 B-0044
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
PRC-006-2	2015-12-18	R-3957-2015	B-0007 B-0008
	2016-07-15	R-3944-2015	B-0036 B-0037
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117

Normes à l'étude	Dates de dépôt des versions des normes	Dossiers de dépôt de la pièce	Pièces
PRC-023-3	2015-09-30	R-3944-2015	B-0008 B-0009
	2016-04-22	R-3944-2015	B-0019 B-0020
	2016-06-08	R-3944-2015	B-0025 B-0026
	2016-08-12	R-3944-2015	B-0048 B-0049
	2017-03-10	R-3944-2015	B-0100 B-0101
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
PRC-025-1	2015-09-30	R-3944-2015	B-0008 B-0009
	2016-04-22	R-3944-2015	B-0019 B-0020
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117
PRC-024-1	2015-09-30	R-3944-2015	B-0008 B-0009
	2016-07-15	R-3944-2015	B-0036 B-0037
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117

Normes à l'étude	Dates de dépôt des versions des normes	Dossiers de dépôt de la pièce	Pièces
TPL-001-4	2015-09-30	R-3944-2015	B-0008 B-0009
	2016-10-07	R-3944-2015	B-0054 B-0055
	2017-03-15	R-3944-2015	B-0104
	2017-03-29	R-3944-2015	B-0117