

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4015-2017
(R-3944-2015)
(R-3949-2015)
(R-3957-2015)

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDE DE RÉVISION **AMENDÉE** DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ
DE LA DÉCISION D-2017-110

(Article 37 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*)

AU SOUTIEN DE SA DEMANDE DE RÉVISION **AMENDÉE**, HYDRO-QUÉBEC PAR SA DIRECTION PRINCIPALE – CONTRÔLE DES MOUVEMENTS D'ÉNERGIE ET EXPLOITATION DU RÉSEAU (LE « COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ » OU LE « COORDONNATEUR ») EXPOSE RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

I. LA DEMANDE DE RÉVISION

1. Le 27 septembre 2017, une formation de la Régie (la « **Première formation** ») rendait la décision D-2017-110 (la « **Décision** ») par laquelle elle se prononçait sur certaines demandes d'adoption de normes de fiabilité déposées par le Coordonnateur de la fiabilité dans les dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015.
2. La Décision comporte des vices de fond de nature à l'invalider principalement en ce que la Première formation a commis un excès de compétence en rédigeant elle-même des normes de fiabilité et en ordonnant au Coordonnateur de la fiabilité de poser des gestes liés à la surveillance de l'application des normes de fiabilité, le tout en contravention avec la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « **LRÉ** »).

3. Pour les motifs exposés ci-après et dans l'intérêt de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, le Coordonnateur de la fiabilité demande à une seconde formation de la Régie (la « **Seconde formation** ») de réviser certaines conclusions de la Décision (les « **Conclusions** ») en ce qui a trait aux normes suivantes :

a) Norme PRC-024-1 : para. 302, 305, 306, 308, 309 et 311 et dispositif de la Décision

[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.

[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.

[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 ».

- 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 ».

[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.

- b) Normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 : para. 109, 110, 111, 112, 113, 120, 123 et 329 et dispositif de la Décision

[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 1er 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.

[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 ».

[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;
- 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.

[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.

- c) Norme FAC-003-3 : para.414, 415, 416, 428, 429, 431, 432, 438, 441 et 442 et dispositif de la Décision

[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 ».

[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'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. » [barré dans l'originale].

[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.

[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-002-5.1, 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 systèmes.

[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 termes 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.

[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.

[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.

d) Dispositif de la Décision :

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;

ADOpte les normes de la NERC FAC-010-2.1, FAC-011-1, 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 leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise;

RETIRe les normes de la NERC CIP-001-2a, EOP-004-1, FAC-010-2.1, FAC-011-2, FAC-013-1, INT-001-2 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;

4. Le Coordonnateur de la fiabilité soumet que les Conclusions sont grevées de vices de fond de nature à les invalider au sens de l'article 37(3°) de la LRÉ, en ce que la Première formation a excédé sa compétence prévue aux articles 85.2 à 85.13 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et a rendu des ordonnances insoutenables en fait et en droit et plus particulièrement :

- a) la Première formation a outrepassé ses pouvoirs prévus à la LRÉ et a ainsi rédigé et/ou modifiant elle-même les dispositions de normes de

fiabilité, qui plus est sans consulter les entités avec qui elle a conclu une entente en raison de leur expertise (NERC, NPCC) ni l'entité qu'elle a désignée en raison de sa compétence et de son expertise (Coordonnateur de la fiabilité) (normes FAC-003-3, PRC-024-1, FAC-010-2.1 et FAC-011-1).

- b) la Première formation a confondu sa compétence d'adopter des normes de fiabilité et la compétence de la Régie de surveiller l'application des normes de fiabilité et sur cette base, a rendu des ordonnances insoutenables et illégales à l'endroit du Coordonnateur de la fiabilité et concernant le registre des entités visées par les normes de fiabilité (norme FAC-003-3).
- c) la Première formation a refusé d'adopter une norme malgré qu'elle reconnaisse sa pertinence, qui plus est sur la base d'un motif dénué de tout fondement juridique et sans prendre appui sur quelque preuve que ce soit (norme PRC-024-1).
- d) la Première formation a confondu le Coordonnateur de la fiabilité et les autres directions de l'entité HQT qui ont la responsabilité de planifier le réseau de transport, a confondu la demande d'adoption de normes par le Coordonnateur de la fiabilité et l'imposition par l'entité HQT de ses exigences techniques de raccordement (norme PRC-024-1) et a ainsi rendu une ordonnance illégale à l'endroit du Coordonnateur de la fiabilité.
- e) la Première formation a privé d'effet utile l'article 85.7 al. 2(2°) de la LRÉ et a ajouté au texte de celle-ci en refusant un renvoi à une norme de la NERC (norme FAC-010-2.1)

II. LE CADRE APPLICABLE À UNE DEMANDE DE RÉVISION

- 5. En vertu de la LRÉ, une seconde formation de la Régie peut réviser ou révoquer toute décision rendue par une première formation si cette décision est affectée d'un vice de fond de nature à l'invalider (art. 37(3°) de la LRÉ).
- 6. Il est bien établi par la jurisprudence de la Régie et des tribunaux judiciaires qu'une erreur de fait ou de droit sérieuse et fondamentale ayant un caractère déterminant sur l'issue de la décision constitue un vice de fond de nature à invalider la décision au sens de l'article 37(3°) de la LRÉ.
- 7. La simple erreur de droit suffit dès qu'elle soulève une question de compétence.
- 8. La notion de vice de fond doit être interprétée largement, comme l'indique la Cour d'appel du Québec dans un arrêt de principe sur la question :

[140] [...] Elle est suffisamment large pour permettre la révocation d'une décision qui serait *ultra vires* ou qui, plus simplement, ne pourrait contextuellement ou littéralement se justifier. Il peut s'agir, non limitativement, d'une absence de motivation, d'une erreur manifeste dans l'interprétation des faits lorsque cette erreur joue un rôle déterminant, de la mise à l'écart d'une règle de droit ou

encore que l'omission de se prononcer sur un élément de preuve important ou sur une question de droit pertinente¹.

III. LE RÉGIME OBLIGATOIRE DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC

9. La LRÉ a été modifiée en 2006 par l'ajout de la section 1 intitulée « Normes de fiabilité » (articles 85.2 à 85.13) du chapitre VI.1 sur le transport d'électricité.
10. Ces modifications législatives introduisaient un nouveau régime obligatoire de la fiabilité du transport d'électricité au Québec dont les principaux éléments sont les suivants :
 - a) La désignation d'un coordonnateur de la fiabilité au Québec par la Régie aux conditions qu'elle détermine (art. 85.5);
 - b) La conclusion d'une entente entre la Régie et un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement des normes de fiabilité du transport d'électricité, soit la *North American Electric Reliability Corporation* (la « NERC ») et le *Northeast Power Coordinating Council* (le « NPCC ») en l'occurrence(art. 85.4 1°);
 - c) Le dépôt pour adoption par la Régie, par le Coordonnateur de la fiabilité, des normes applicables au Québec proposées par un organisme ayant conclu une entente, y compris toute variante que le Coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire (art. 85.6) ;
 - d) L'adoption de ces normes par la Régie et/ou la demande de la Régie au Coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle, aux conditions qu'elle indique (art. 85.7);
 - e) Le dépôt par le Coordonnateur de la fiabilité d'un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie et l'approbation de ce Registre par la Régie (art. 85.6 et 85.13);
 - f) La conclusion d'une entente entre la Régie et un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité, soit la NERC et le NPCC en l'occurrence (art. 85.4);
 - g) La surveillance de l'application des normes de fiabilité par la Régie et le NPCC, entité mandatée par la Régie (art. 85.2 et 85.4).
11. Il importe de souligner que le processus d'adoption des normes de fiabilité par la Régie et la compétence exercée par celle-ci à cet égard diffèrent de façon significative de la compétence de la Régie de fixer ou modifier les tarifs et conditions de distribution d'électricité et de gaz ainsi que de transport d'électricité (collectivement les « **Tarifs et conditions** »).

¹ *Tribunal administratif du Québec c. Godin*, [2003] R.J.Q. 2490 (C.A.).

12. Tel que démontré ci-après, de par les termes de la LRÉ, il ne revient pas à la Régie de développer ni de rédiger ni de modifier elle-même des normes de fiabilité.
13. Si la Régie peut, de sa propre initiative, fixer ou modifier les Tarifs et conditions, elle ne peut cependant le faire quant aux normes de fiabilité, sa compétence étant limitée à adopter ou refuser une norme, demander au Coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle ainsi que fixer la date d'entrée en vigueur des normes adoptées.
14. Dans les paragraphes qui suivent, le Coordonnateur de la fiabilité fait état du rôle prévu à la LRÉ de la Régie, de la NERC, du NPCC et du Coordonnateur de la fiabilité.

La Régie

15. La Régie s'est vu octroyer certains pouvoirs relativement au régime obligatoire de la fiabilité, dont principalement :
 - a) Adopter des normes de fiabilité;
 - b) Approuver un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité;
 - c) Surveiller l'application des normes de fiabilité et suivant le processus établi dans la LRÉ, imposer des sanctions en cas de non-conformité d'une entité.
16. De plus, conformément à la LRÉ, la Régie a :
 - a) Désigné un coordonnateur de la fiabilité;
 - b) Conclu une entente avec la NERC et le NPCC pour le développement de normes de fiabilité pour le Québec;
 - c) Conclu une entente avec la NERC et le NPCC pour la surveillance de l'application des normes de fiabilité.

La NERC et le NPCC

17. L'entente conclue en 2009 entre la Régie, la NERC et le NPCC relativement au développement des normes de fiabilité fournit des indications claires sur les circonstances et le mandat confié à la NERC :

ATTENDU QUE la fiabilité a trait au niveau de performance d'un réseau de transport d'électricité permettant de livrer aux clients les quantités d'électricité qu'ils désirent en respectant des normes reconnues et peut être mesurée par la fréquence, la durée et l'ampleur des effets défavorables sur la fourniture de l'électricité;

[...]

ATTENDU QUE la Régie considère que la NERC a fait la preuve de son expertise dans le développement de normes de fiabilité pour le transport d'électricité et dans la surveillance de leur application;

[...]

ATTENDU QUE les parties à la présente sont conscientes de la nécessité de coordonner leur action et de coopérer pour accroître la fiabilité du transport d'électricité en Amérique du Nord, y compris celui du Québec, et de faciliter l'échange d'enseignements tirés de l'expérience, d'informations et de données relatives à ce réseau;

[...]

ATTENDU QUE le réseau de transport d'électricité du Québec est une interconnexion asynchrone et que la NERC et le NPCC l'ont reconnu comme Interconnexion, il peut, par conséquent, nécessiter des normes de fiabilité ou des variantes de normes propres à cette Interconnexion;

3. OBJET DE L'ENTENTE

3.1 La Régie retient les services de la NERC et du NPCC à titre d'experts en développement de normes de fiabilité de transport d'électricité, afin que ces derniers établissent, conformément à leurs procédures de développement de normes, des normes de fiabilité de transport d'électricité applicables au Québec, et les proposent au coordonnateur de la fiabilité pour adoption par la Régie. Les services de la NERC et du NPCC sont également requis pour agir à titre d'experts techniques auprès de la Régie dans le cadre de l'examen des normes de fiabilité et du guide de sanctions qui seront déposés par le coordonnateur de la fiabilité, et pour lui fournir des avis et des recommandations.

[...]

4. OBLIGATIONS DE LA NERC ET DU NPCC

4.1 La NERC et le NPCC s'engagent à développer conformément à leurs procédures respectives, soit la *NERC Reliability Standards Development Procedure* et la *NPCC Regional Reliability Standards Development Procedure*, des normes de fiabilité du transport d'électricité applicables au Québec. À cette fin, dans le cadre de leurs procédures respectives, la NERC et le NPCC s'engagent à être attentifs aux commentaires et avis soumis par le coordonnateur de la fiabilité du Québec, les transporteurs et les usagers du transport d'électricité du Québec.

4.2 La NERC et le NPCC s'engagent à vérifier que toute norme de fiabilité du transport d'électricité spécifique au Québec ou toute variante spécifique au Québec d'une norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaires pour assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec sont aussi rigoureuses que les normes de fiabilité de la NERC applicables dans le reste de l'Amérique du Nord.

[...]

4.4 La NERC et le NPCC s'engagent à avoir des représentants présents ou, au besoin, à témoigner en tant qu'experts techniques lors des audiences que la

Régie tiendra, le cas échéant, à l'occasion de l'examen du dossier des normes de fiabilité à la Régie conformément aux articles 85.6 et 85.7 de la Loi, et à l'occasion de l'examen du guide de sanctions déposé par le coordonnateur de la fiabilité en vertu de l'article 85.8 de la Loi.

4.5 À la demande de la Régie, la NERC et le NPCC s'engagent à lui soumettre des avis ou recommandations lors de l'examen des dossiers indiqués à l'article 4.4, y compris, sans s'y limiter, les questions soumises par le coordonnateur de la fiabilité à la considération de la Régie.

18. En septembre 2014, la Régie, la NERC et le NPCC concluent une entente relative à la surveillance dans laquelle La Régie a reconnu l'expertise de la NERC et du NPCC en matière de surveillance de la conformité et d'application de normes de fiabilité et indique que la Régie publiera un Programme de surveillance et de conformité de l'application des normes de fiabilité au Québec (le « **PSCAQ** ») ce qui encadre la surveillances des entités visées au Québec.
19. La Régie a reconnu l'expertise de la NERC et du NPCC en matière de développement de normes de fiabilité et conclu une entente avec ceux-ci en raison de cette expertise.
20. En octobre 2014, la Régie publie le Programme de surveillance et de conformité de l'application des normes de fiabilité au Québec (le « **PSCAQ** ») qui encadre la surveillance des entités visées au Québec.

Le Coordonnateur de la fiabilité

21. De par les termes de la LRÉ, le Coordonnateur de la fiabilité a principalement les pouvoirs et obligations suivants :
 - a) Déposer les normes développées par la NERC et le NPCC auprès de la Régie pour adoption;
 - b) Proposer toute variante ou autre norme qu'il estime nécessaire;
 - c) Déposer une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées;
 - d) Déposer l'identification de toute entité visée à l'article 85.3 de la LRÉ;
 - e) Soumettre à la Régie un guide faisant état de critères à prendre en considération dans la détermination d'une sanction, en cas de contravention à une norme de fiabilité;
 - f) Déposer à la Régie, pour approbation, un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie.
 - g) Remplir les fonctions qui lui sont dévolue en vertu d'une norme de fiabilité adoptée par la Régie;
 - h) Donner des directives d'exploitation en vertu d'une norme adoptée par la Régie.

22. La désignation du Coordonnateur de la fiabilité par la Régie est faite en vertu de l'article 85.5 de la LRÉ a fait l'objet d'une étude détaillée. La désignation est faite sur la base de la compétence et de l'expertise qui lui ont été démontrée.
23. Dans sa première décision relative à la désignation du Coordonnateur de la fiabilité (D-2007-95), la Régie conclut que la direction Contrôle des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec possède la compétence et l'expertise requises pour assumer le rôle de coordonnateur de la fiabilité au Québec, notamment par ses compétences techniques et par ses connaissances des normes de fiabilité.
24. Depuis cette décision et sans interruption depuis, le coordonnateur de la fiabilité désigné par la Régie est une direction équivalente d'Hydro-Québec. Actuellement, la direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau est désignée comme coordonnateur de la fiabilité à titre provisoire par la décision D-2017-033 de la Régie.

Autres caractéristiques du régime de la fiabilité au Québec

25. Au Québec, le champ d'application de la plupart des normes de fiabilité est le réseau de transport principal (le « **RTP** »). Le RTP est établi selon les caractéristiques de l'Interconnexion du Québec. Ce champ d'application est différent du Bulk Electric System (le « **BES** ») de la NERC, qui est basé sur un critère de démarcation net, complété par diverses inclusions et exclusions, de même que par un processus d'exception.
26. L'autre champ d'application des normes de fiabilité est le Bulk Power System (le « **BPS** »), développé par le NPCC, et qui, au Québec, correspond essentiellement à l'ossature du réseau à 735 kV. Le champ d'application BPS est beaucoup plus restreint que le RTP ou le BES.
27. Le BPS était le champ d'application des normes de fiabilité dans la région nord-est des États-Unis en 2007. Cependant, en 2012, la *Federal Energy Regulatory Commission* a approuvé une nouvelle définition pour le BES développé par la NERC, mettant ainsi fin à l'utilisation du champ BPS comme champ d'application des normes de fiabilité aux États-Unis.
28. Au Québec, le Coordonnateur de la fiabilité doit déposer à la Régie un « registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie » (le « **Registre** ») en vertu de l'article 85.13 (1°) de la LRÉ.
29. La LRÉ confie à la Régie la compétence de surveiller l'application des normes de fiabilité au Québec. Pour ce faire, la Régie a conclu une entente avec le NPCC en vertu de l'article 85.4 (2°). La Régie peut attribuer des sanctions en cas de contravention à une norme de fiabilité.
30. La Régie a formalisé ses interventions dans le domaine de la surveillance en adoptant le Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité au Québec (le « **PSCAQ** ») recommandé par le NPCC, de même que par un Guide des sanctions relatif à l'application des normes de fiabilité en vigueur au Québec » (le « **Guide des sanctions** »).

IV. LES DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ ET LA DÉCISION

31. Le dépôt des demandes d'adoption de normes de fiabilité formulées dans les dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015 par le Coordonnateur de la fiabilité totalisait 33 normes. La Régie a ordonné le traitement de l'ensemble des normes visées en 6 différents blocs et a tenu de nombreuses séances de travail selon ces différents blocs de normes. Le processus d'étude des normes a été complété par des engagements souscrits par le Coordonnateur de la fiabilité et par des demandes de renseignements de la Régie ainsi que par les réponses du Coordonnateur de la fiabilité à celles-ci.
32. Par ses décisions partielles D-2016-150, D-2016-195 et D-2017-012 rendues dans les dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015, la Régie a adopté plusieurs normes de fiabilité soumises par le Coordonnateur de la fiabilité.
33. Finalement, la Régie a regroupé les normes de fiabilité déposées qui faisaient l'objet de contestation de la part d'intervenants ou qui présentaient certains enjeux pour la Régie et a traité de toutes ces questions dans la Décision.
34. De façon générale, le Coordonnateur de la fiabilité s'en remet au résumé apparaissant aux paragraphes 1 à 40 de la Décision.

V. LES MOTIFS DE RÉVISION

35. Les motifs de révision sont divisés comme suit :
- a) Les motifs 1 et 2 concernent la norme PRC-024-1;
 - b) Le motif 3 concerne les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2, et accessoirement la norme FAC-014-2;
 - c) Les motifs 4, 5 et 6 concernent la norme FAC-003-3
 - d) Le motif 7 concerne la norme FAC-010-2.1.

Motif 1 : La Première formation a excédé sa compétence en rédigeant elle-même une disposition technique détaillée d'une norme de fiabilité, qui plus est sans s'appuyer sur la preuve et sans motiver sa Décision (norme PRC-024-1).

36. La norme PRC-024-1 établit des exigences pour les systèmes de protection des groupes de production. Elle permet de s'assurer que les groupes de production resteront synchronisés lors d'excursions de tension ou de fréquence de courte durée et que ces réglages seront cohérents à l'échelle du Québec.
37. La norme contient une courbe de tenue en tension en annexe 2 qui a fait l'objet de discussions lors d'une séance de travail et lors de l'audience devant la Première formation. Cette courbe est spécifique au Québec et a été soumise par le Coordonnateur comme variante de la norme de la NERC. Elle correspond aux exigences techniques de raccordement de l'entité HQT.

38. Le Coordonnateur de la fiabilité souligne que les exigences techniques de raccordement de l'entité HQT contiennent également une courbe de tenue en fréquence. Les courbes de tenue en fréquence des normes PRC-006-2² et PRC-006-3³ sont les mêmes que la courbe de tenue dans les exigences techniques de raccordement de l'entité HQT.
39. La Première formation a outrepassé sa compétence en remplaçant la portion « surtension » de la courbe proposée par le Coordonnateur de la fiabilité par une nouvelle courbe déterminée par la Première formation elle-même et plus particulièrement :
- a) en excédant sa compétence qui est d'adopter des normes de fiabilité de la NERC déposées par le Coordonnateur de la fiabilité ainsi que les variantes pour le Québec que ce dernier estime nécessaires ou de lui demander d'en soumettre de nouvelles aux conditions qu'elle détermine, et non pas de fixer ou modifier elle-même les exigences des normes de fiabilité;
- et subsidiairement :
- b) en omettant de motiver sa décision quant à la fixation des paramètres de la courbe de tenue en tension;
 - c) en modifiant la variante proposée sans prendre appui sur une caractéristique particulière de l'Interconnexion du Québec, en ignorant la preuve administrée devant elle et ce, sans motiver sa Décision;
 - d) en excédant sa compétence par l'exigence du dépôt d'une étude supplémentaire.
40. La Première formation mentionne deux motifs au soutien de son raisonnement, indiqués aux paragraphes 305 et 306 de la Décision, soit (1) que les centrales de RTA ne sont pas raccordées au réseau d'HQT et que (2) « pour cette intervenante [l'entité RTA], un enjeu relatif à la courbe de surtension demeure ».
41. Ces deux motifs ne présentent aucun lien rationnel permettant de justifier l'adoption d'une courbe de surtension différente applicable aux groupes de production non-raccordés au RTP, qu'ils appartiennent à l'entité RTA ou à une autre entité.
42. La Première formation indique dans son premier motif exprimé au paragraphe 305 que HQT transpose ses exigences de raccordement de centrales dans les normes de fiabilité applicables au Québec à RTA. Elle considère aussi important de rappeler que les centrales de l'entité RTA ne sont pas raccordées au réseau d'HQT.

² [Dossier R-3944-2015, Pièce B-117, p.219](#)

³ NERC, PRC-006-3 NERC, page internet consultée en ligne le 27 octobre 2017 à l'adresse suivante : [<http://www.nerc.com/pa/Stand/Reliability%20Standards/PRC-006-3.pdf>]

43. Or, le fait que les centrales de l'entité RTA ne soient pas raccordées au réseau d'HQT n'est aucunement pertinent à l'évaluation de la pertinence et de l'impact de la courbe de tenue en tension. Du point de vue de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, l'importance de conserver les groupes synchronisés lors d'excursions de tension demeure, que ce groupe soit raccordé au réseau d'HQT ou non. La Première formation n'a pas appuyé sa Décision à cet égard sur une preuve et elle n'a pas expliqué ni motivé cette conclusion.
44. Le second motif invoqué par la Première formation est que « pour cette intervenante [RTA], un enjeu demeure. ». À ce titre, la Première formation a manqué à son obligation de décider selon la preuve soumise.
45. Le fait qu'une entité assujettie aux normes de fiabilité considère qu'il existe un enjeu lié à l'adéquation entre la courbe de tension d'une norme de fiabilité et les exigences techniques de HQT ne peut constituer un motif valable justifiant le refus d'adopter une norme de fiabilité, d'autant plus que la Première formation reconnaît, au paragraphe 303, que l'entité RTA n'a pas soumis les éléments pertinents à la détermination de l'impact d'appliquer la courbe proposée par le Coordonnateur.
46. De plus, alors que l'enjeu soulevé devant la Première formation par l'entité RTA était l'assujettissement de ses groupes de production, qui représentent 8% de la production visée par les normes de fiabilité au Québec, la Décision de la Première formation fait en sorte que la courbe de tenue en tension, qu'elle l'a fixée illégalement, serait appliquée à 23% de la production d'électricité du Québec⁴.
47. L'effet de la Décision est donc que près du quart de la production d'électricité au Québec ne serait plus assujettie à l'exigence obligatoire de rester synchronisée lors d'excursions de tension de courte durée, ce qui pose un risque pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.
48. La conclusion de la Première formation sur ce point (para. 305 et 306) est insoutenable et équivaut à un excès de compétence.
49. Aucune preuve n'a été administrée devant la Première formation appuyant ce choix technique qui réduit considérablement la portée de la norme soumise par le Coordonnateur de la fiabilité et la Décision n'est pas motivée à cet égard.
50. La Première formation a donc fixé les paramètres de cette courbe à l'aveuglette, sans connaître l'impact de son application au Québec et sans consulter le Coordonnateur de la fiabilité quant à la pertinence et l'impact d'adopter cette courbe de tenue en tension, ce qui ne respecte pas la LRÉ.
51. La preuve probante et non-contredite administrée devant la Première formation par le Planificateur⁵ était à l'effet que la courbe de tenue en tension doit être

⁴ Ces données proviennent du Registre des entités visées par les normes de fiabilité.

⁵ Hydro-Québec TransÉnergie dans sa fonction de coordonnateur de la planification (PC) et de planificateur du réseau de transport (TP).

spécifique à chaque Interconnexion en tenant compte de ses caractéristiques propres. Selon la preuve du Planificateur, les caractéristiques distinctives de l'Interconnexion du Québec sont les suivantes : production éloignée, niveau de tension très élevé, nombre de lignes peu élevées, réseau moins maillé⁶.

52. La Première formation n'a pas tenu compte que la norme de la NERC est structurée de manière à s'appliquer à un grand nombre d'installations tout en prévoyant explicitement la possibilité d'exclure certaines installations, comme le prévoit l'exigence E2 de la norme :

E2. Chaque propriétaire d'installation de production ayant des relais de protection de groupe en tension activés afin de déclencher ses groupes de production visés doit régler ses relais de protection de telle sorte que le relais de protection en tension du groupe ne déclenche pas les groupes de production visés par suite d'une excursion de tension (au point de raccordement) causée par un événement sur le réseau de transport à l'extérieur de la centrale de production qui demeure à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 2 de la norme PRC-024. Si le planificateur de réseau de transport permet des réglages de relais de tension moins rigoureux que ceux prescrits à l'annexe 2 de la norme PRC-024, le propriétaire d'installation de production doit régler ses relais de protection à l'intérieur des caractéristiques de rétablissement de la tension établies par une étude du planificateur de réseau de transport pour un secteur particulier. L'exigence E2 est soumise aux exceptions suivantes : [...]

(Nous soulignons, notes de bas de page omises)

53. Or, dans la Décision, la Première formation exige une nouvelle preuve à l'effet que les centrales d'une entité en particulier peuvent être affectées par une excursion de tension. La norme de la NERC n'est pas structurée ainsi, prévoyant plutôt les exigences maximales de tenue en tension pouvant être imposées par le Planificateur, tout en prévoyant expressément la possibilité que le Planificateur puisse être moins exigeant que la courbe dans certains cas.
54. C'est d'ailleurs là le contenu du témoignage du Planificateur devant la Première formation⁷.
55. Il n'existe aucune caractéristique de l'Interconnexion du Québec pouvant justifier une telle inversion dans la structure de la norme de la NERC.
56. D'ailleurs, l'adoption de la norme avec la courbe de tenue en tension proposée par le Coordonnateur n'aurait pas empêché l'entité RTA de communiquer avec le Planificateur afin de convenir d'une exemption partielle à la courbe de tenue en tension pour ses groupes de production, comme prévu à même la norme PRC-024-1. Lors de l'audience à laquelle elle était reconnue à titre d'intervenante, l'entité RTA n'a posé aucune question au témoin de l'entité HQT représentant le Planificateur à ce sujet.

⁶ N.s. vol. 2, pages 93(25) à 95(1).

⁷ N.s. vol. 2, pages 93(25) à 95(1).

57. Dans son témoignage, le Planificateur a indiqué expressément être ouvert à offrir de la flexibilité dans une optique de continuité avec la situation actuelle⁸. Cette preuve a été ignorée par la Première formation.
58. La Première formation a donc omis de fonder sa Décision sur la preuve administrée devant elle, ce qui constitue un vice de fond l'invalidant.
59. Enfin, la Première formation a outrepassé sa compétence en exigeant du Coordonnateur de la fiabilité une étude démontrant la pertinence de référer dans la norme à la courbe de tenue en tension qu'il propose (para. 302) et plus particulièrement :
- a) puisque la Première formation reconnaît explicitement la pertinence d'appliquer cette courbe (para. 305) aucune étude supplémentaire n'est requise pour l'adoption de la norme;
 - b) la demande pour une étude ne découle aucunement des motifs de la Première formation. En effet, selon les paragraphes 305 et 306 de la Décision, la Première formation refuse que, par le biais de la norme, les exigences techniques de raccordement de l'entité HQT s'appliquent à l'entité RTA parce que les centrales de cette dernière n'étaient pas raccordées au réseau d'HQT et non pas parce que les centrales de l'entité RTA ne seraient pas affectées par les excursions de tension. Le dépôt d'une étude du Planificateur à l'occasion d'un « prochain dépôt » de la norme n'est pas susceptible de modifier cette conclusion de la Régie.
60. La demande de la Première formation impose un fardeau déraisonnable au Coordonnateur de la fiabilité et va au-delà de ce qui est prévu dans la LRÉ.

Motif 2 : La Première formation a excédé sa compétence en exigeant au Coordonnateur le dépôt d'une étude du Planificateur (normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2).

61. La LRÉ prévoit que le Coordonnateur de la fiabilité dépose des normes de fiabilité, ainsi que des évaluations de leurs pertinence et impact. La LRÉ ne prévoit pas que la Régie possède des pouvoirs d'ordonner au Coordonnateur de la fiabilité de réaliser des études. La compétence de la Régie est plutôt, si elle demande au Coordonnateur de lui soumettre une nouvelle norme, de déterminer des conditions relativement à une telle norme.
62. Or, la Première formation ordonne au Coordonnateur de déposer une étude du Planificateur, alors qu'aucun article de la LRÉ et qu'aucune norme adoptée par la Régie n'oblige le Planificateur à fournir une telle étude.
63. Par ailleurs, l'étude demandée au Planificateur demande une justification de la pertinence de la courbe de tenue en tension, tant pour la portion « sous-

⁸ N.s. vol. 2, page 95(9 à 12).

tension » que la portion « surtension ». Or, la portion « sous-tension » n'a aucunement fait l'objet de contestation au présent dossier. De plus, alors que la Première formation a reconnu que les deux courbes étaient pertinentes, l'étude demandée vise à la fois la sous-tension et la surtension et a ainsi une grande portée et nécessitera des ressources importantes.

Motif 3 : La Première formation a excédé sa compétence en modifiant elle-même le texte d'une norme, et ce sans tenir compte de la preuve du Coordonnateur de la fiabilité à cet égard et à l'encontre de la LRÉ (normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et accessoirement FAC-014-2).

64. La norme FAC-010-2.1 vise à s'assurer que le calcul des limites d'exploitation du réseau de transport est fait selon une méthodologie bien définie à l'horizon de planification, alors que les normes FAC-011-2 et FAC-014-2 visent le même objectif pour l'exploitation en temps réel du réseau de transport. Il s'agit de normes particulièrement importantes pour la fiabilité d'une Interconnexion.
65. Une version précédente de ces normes était déjà adoptée par la Régie et en vigueur au Québec lorsque le Coordonnateur de la fiabilité a déposé à la Régie de nouvelles versions découlant d'une simple mise à jour par la NERC. Ces normes s'appliquaient au RTP (réseau de transport principal), qui est le champ d'application de la vaste majorité des normes de fiabilité) et non aux seuls éléments catégorisés BPS (Bulk Power System).
66. La Première formation a erré en modifiant et fixant elle-même le champ d'application des normes, éliminant le champ d'application du RTP pour choisir arbitrairement celui du BPS, beaucoup plus limité et ne couvrant essentiellement que l'ossature du réseau de transport à 735 kV et plus particulièrement :
- a) La Première formation a ainsi excédé sa compétence qui est d'adopter des normes de fiabilité de la NERC déposées par le Coordonnateur de la fiabilité ainsi que les variantes pour le Québec que ce dernier estime nécessaires ou de lui demander d'en soumettre de nouvelles aux conditions qu'elle détermine, et non pas de fixer ou modifier elle-même les exigences des normes de fiabilité;
 - b) Aucune preuve n'a été administrée sur les conséquences d'une modification du champ d'application des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, de sorte que la Décision a été prise à l'aveuglette.
67. De fait, par la Décision, le régime obligatoire de la fiabilité au Québec comporterait désormais une incohérence grave relative au calcul des limites d'exploitation. Le Coordonnateur de la fiabilité rappelle que le calcul des limites d'exploitation du réseau (les limites « **SOL** ») est le fondement de l'exploitation fiable d'un réseau électrique. Par ailleurs, certaines de ces limites d'exploitation ont une telle importance pour la fiabilité qu'elles sont désignées des limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (les limites « **IROL** »). Les IROL ont une importance prépondérante pour l'exploitation fiable de l'Interconnexion.

La modification de la Régie fait en sorte que le calcul des SOL pour 74% des postes de transports, 67% des lignes et 100% des centrales de production du Québec, dont huit (8) IROL, ne seraient désormais plus visé par quelque norme de fiabilité que ce soit. Notamment, ces IROL sont associés à des centrales de production RTP..

68. Le Coordonnateur de la fiabilité est d'avis qu'un tel allègement représente un impact direct sur la fiabilité de l'Interconnexion du Québec et sur le BES des réseaux voisins du Québec, allant à l'encontre de l'objectif même des normes de fiabilité, lesquelles visent notamment à ce que les limites d'exploitation d'une interconnexion soient établies de façon à éviter des impacts sur les réseaux de production-transport et réduire le risque de pannes en cascade.
69. Il s'agirait d'une incohérence majeure dans le régime obligatoire de la fiabilité du Québec ainsi que par rapport à l'ensemble des juridictions en Amérique du Nord. Un tel impact sur la fiabilité n'a jamais été discuté en audience et la Décision n'est pas motivée à cet égard.

Motif 4 : La Première formation a excédé sa compétence en corrigeant elle-même ce qu'elle croyait être une « coquille » dans une norme de fiabilité déposée et fondé sa décision sur un raisonnement insoutenable (norme FAC-003-3).

70. La norme FAC-003-3 impose notamment aux entités visées d'élaborer et tenir à jour un programme exhaustif de maîtrise de la végétation dans les emprises des lignes de transport. Les entités visées doivent notamment avoir des stratégies de maintenance et des procédures ou des procédés documentés qui seront utilisés pour prévenir l'empiétement de la végétation sur les lignes de transport.
71. L'exigence E6 de l'annexe Québec de la norme FAC-003-3 concerne la surveillance de la végétation pour les lignes de transport. Elle oblige les propriétaires d'installation de transport et les propriétaires d'installations de production à effectuer la surveillance de la végétation de façon périodique. La surveillance doit être faite de façon annuelle pour les lignes dont le cycle d'intervention est inférieur à 5 ans ou aux deux ans pour les lignes dont le cycle d'intervention est supérieur à 5 ans.
72. L'introduction d'exigences spécifiques à un cycle d'intervention de 5 ans est une variante pour le Québec déposée par le Coordonnateur de la fiabilité en raison de considérations relatives au climat et aux caractéristiques prévalant dans certaines zones du Québec. Cette variante est acceptée par la décision D-2016-195 de la Régie.
73. L'exigence E6 de l'annexe Québec de la norme FAC-003-3 prévoit également les critères sur la base desquels l'entité assujettie détermine la durée du cycle d'intervention, dont les données pertinentes relatives à la géographie, à la météorologie et à la végétation.

74. Or, la Première formation a identifié ce qu'elle mentionne être une coquille dans le texte de la norme et a procédé elle-même à sa modification.
75. Ce faisant, la Première formation a excédé sa compétence qui est d'adopter des normes de fiabilité de la NERC déposées par le Coordonnateur de la fiabilité ainsi que les variantes pour le Québec que ce dernier estime nécessaires ou de lui demander d'en soumettre de nouvelles aux conditions qu'elle détermine, et non pas de fixer ou modifier elle-même les exigences des normes de fiabilité.
76. Le texte original de l'exigence E6 de l'annexe Québec de la norme FAC-003-3 proposé par le Coordonnateur de la fiabilité visait l'ensemble des lignes de 200 kV et plus leur imposant soit un cycle annuel de surveillance de la végétation (par l'alinéa 1), soit un cycle bisannuel (par l'alinéa 2). Ce texte distingue les lignes selon qu'elles ont été désignées comme ayant un cycle d'intervention de 5 ans depuis 12 mois ou plus. Ainsi, si une ligne a été désignée comme telle depuis moins de 12 mois, elle demeure assujettie à l'obligation de surveillance annuelle.
77. La modification effectuée par la Première formation crée un vide réglementaire inacceptable pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec puisqu'elle a pour effet d'exclure de la portée de la norme FAC-003-3 toutes les lignes à une tension égale ou supérieure à 200 kV dont le cycle d'intervention est de 5 ans et moins et qui ont été désignées comme telles depuis plus de 12 mois, soit la grande majorité des lignes de transport au Québec.
78. Avec égard, le raisonnement suivi par la Première formation est insoutenable et en modifiant elle-même le texte de la norme déposée, elle a rendu une décision déraisonnable et insoutenable avec des résultats négatifs pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

Motif 5 : La Première formation a excédé sa compétence d'approuver un Registre en vertu de l'article 85.13 de la LRÉ (norme FAC-003-3)

79. La Première formation a erré en décidant que la désignation des lignes de 200 kV et plus dont le cycle d'intervention est de 5 ans et plus est une question qui fait partie des données relatives à l'inscription des entités visées par les normes de fiabilité et conséquemment, que le Registre doit indiquer cette information.
80. Tous les propriétaires d'installations de transport et les propriétaires d'installations de production qui sont propriétaires de lignes de transport de 200 kV et plus sont assujettis à la norme FAC-003-3. Les entités visées par la norme FAC-003-3, soit ÉLL, HQT et RTA, sont clairement identifiées au Registre, par la désignation de leurs lignes de 200 kV et plus.
81. Que l'entité désigne ou non certaines de ses lignes comme ayant un cycle d'intervention de 5 ans, elle demeure assujettie à la norme FAC-003-3. Par conséquent, la désignation par l'entité n'est pas nécessaire à son identification en tant qu'entité visée.

82. La LRÉ ne prévoit pas que la Régie ait compétence pour ordonner l'ajout d'une caractéristique d'installations au Registre qui ne soit pas pertinente pour l'identification des entités assujetties aux normes de fiabilité.

Motif 6 : La Première formation a confondu sa compétence d'adopter des normes de fiabilité avec la compétence de la Régie de surveiller l'application des normes de fiabilité qu'elle adopte et a ainsi ordonné au Coordonnateur d'effectuer des tâches liées à la surveillance, excédant ainsi sa compétence prévue à la LRÉ (norme FAC-003-3).

83. La Première formation a outrepassé sa compétence qui est d'adopter des normes de fiabilité et d'approuver un Registre, et non pas d'exiger le dépôt d'une « procédure » par laquelle le Coordonnateur aurait l'obligation d'obtenir de la part d'entités assujetties aux normes de fiabilité l'identification de leurs lignes de 200 kV ou plus dont le cycle d'intervention est de 5 ans ou plus et d'inscrire ces informations au Registre.
84. Selon les exigences de la norme elle-même telle qu'acceptée par la Première formation, la détermination du cycle d'intervention de 5 ans et plus est faite par l'entité assujettie sur la base des critères précis qui sont prescrits dans la norme.
85. L'entité assujettie doit également conserver les rapports et les données qu'elle a utilisés pour déterminer la durée du cycle d'intervention, en vertu de la mesure M6 de l'annexe Québec de la norme.
86. Pour approuver la désignation des lignes effectuée par les entités à même le Registre, la Régie devrait nécessairement consulter les preuves constituées par les entités en vertu de la mesure M6. Or, seule la Régie dans ses fonctions de surveillance de l'application des normes de fiabilité a le pouvoir d'exiger des entités visées qu'elles leur communiquent la liste de leurs lignes à 200 kV et plus dont le cycle d'intervention est de 5 ans et plus, considérant le texte de l'exigence E6 de l'annexe Québec de la norme.
87. Ces deux éléments sont suffisants pour conclure que la Première formation a commis un excès de compétence en s'arrogeant la compétence de surveiller l'application des normes de fiabilité dans le dossier R-3944-2015.
88. De plus, la Première formation a exigé du Coordonnateur de la fiabilité qu'il obtienne lui-même les informations auprès des entités, ce contrairement au régime obligatoire de la fiabilité prévu par la LRÉ, et plus particulièrement :
- a) En excédant sa compétence d'approuver un registre identifiant les entités assujetties aux normes de fiabilité (le « **Registre** »);
 - b) En affirmant que l'identification des lignes de 200 kV et plus par l'entité qui en est propriétaire est guidée par une justification qui pourrait être sujette à interprétation.
89. Cette identification d'installations par l'entité elle-même n'a rien de nouveau ni d'exceptionnel, car les normes de la famille CIP relatives à la protection des infrastructures critiques sont basées sur la catégorisation des actifs électroniques

- critiques effectuée par les entités assujetties (voir la norme CIP-002-5.1 adoptée par la Régie dans le dossier R-3947-2015 phase 1).
- 90.** Selon la Première formation, la désignation des lignes serait sujette à interprétation, mais non la désignation des actifs électroniques critiques. Cette dernière affirmation de la Première formation n'est fondée sur aucune preuve, et par ailleurs, est gravement erronée, car la désignation des actifs électroniques critiques n'est pas fait selon un critère de démarcation net. Puisque la désignation des actifs électroniques critiques est effectuée par les entités elles-mêmes, elle comporte également une part d'interprétation par l'entité.
- 91.** De plus, la conclusion de la Première formation, soit que l'interprétation inhérente à ses désignations rendent leur inclusion au Registre nécessaire alors que le manque d'interprétation des normes CIP, est également appuyé sur aucune preuve, ni aucune justification. Cette affirmation de la Première formation est aussi incompréhensible. La Première formation a confondu sa compétence d'adopter des normes de fiabilité et celle de la Régie de surveiller l'application des normes de fiabilité qu'elle adopte.
- 92.** L'identification au Registre des lignes de 200 kV et plus dont le cycle d'intervention est de 5 ans et plus est incompatible avec les exigences de la norme. En effet, c'est dans le cadre de la surveillance de l'application des normes que l'entité devra répondre de sa désignation et des critères qu'elle a utilisés. Si le Registre identifie ces lignes à l'avance, l'exigence E6 devient sans objet et ne pourra jamais faire l'objet d'une surveillance ou d'une vérification par la Régie dans son rôle de surveillance de l'application des normes, car la Régie aurait préalablement approuvé cette désignation à même le Registre.
- 93.** La Première formation appuie son raisonnement sur des extraits du PSCAQ. Or, en vertu de la LRÉ, seules les normes de fiabilité peuvent créer des obligations pour les entités visées.
- 94.** De plus, en exigeant du Coordonnateur de la fiabilité qu'il s'acquitte de tâches qui relèvent de la surveillance de l'application des normes de fiabilité adoptées par la Régie, la Régie a rendu à son égard une conclusion illégale qui constitue un excès de compétence.
- 95.** Comme indiqué plus haut, le Coordonnateur de la fiabilité possède les pouvoirs et obligations suivants en vertu de la LRÉ :
- a) Remplir les fonctions qui lui sont dévolue en vertu d'une norme de fiabilité adoptée par la Régie;
 - b) Donner des directives d'exploitation en vertu d'une norme adoptée par la Régie.
- 96.** Or, ces pouvoirs du Coordonnateur de la fiabilité n'incluent pas le droit d'exiger d'une entité assujettie qu'elle lui transmette des informations si cette obligation n'est pas codifiée dans une norme de fiabilité adoptée par la Régie.

97. Cette exigence de transmission d'information ne constitue pas une directive d'exploitation que pourrait donner le Coordonnateur de la fiabilité en vertu d'une norme adoptée par la Régie.
98. De plus, le Coordonnateur de la fiabilité ne possède aucun pouvoir relativement à la surveillance de l'application des normes de fiabilité. Seule la Régie possède ces pouvoirs et la LRÉ prévoit qu'une délégation est possible, mais seulement à un organisme ayant démontré son expertise dans ce domaine et après entente avec la Régie, le tout conformément à l'article 85.4 de la LRÉ.
99. La Décision à cet égard est insoutenable et incohérente avec le régime obligatoire de la fiabilité prévu à la LRÉ.
100. Le raisonnement de la Première formation est incompréhensible et insoutenable et a conduit la Première formation à :
- a) Introduire une incohérence grave dans le régime obligatoire de la fiabilité en matière d'enregistrement des entités;
 - b) Exiger du Coordonnateur le dépôt d'une procédure illégale.

Motif 7 : La Première formation a excédé sa compétence en modifiant elle-même un renvoi vers une norme de la NERC et en omettant de s'appuyer sur la preuve (norme FAC-010-2.1).

101. La Première formation ordonne au Coordonnateur de la fiabilité de remplacer un renvoi vers la norme TPL-003 (norme de la NERC non adoptée par la Régie) par un renvoi vers la norme TPL-001 (sans préciser la version) et adopte la norme FAC-010-2.1 avec cette modification.
102. La Première formation a erré en modifiant et fixant elle-même le texte de l'annexe Québec de la norme FAC-010-2.1 afin que le renvoi vers la norme « TPL-003 » soit remplacé par « TPL-001 » et plus particulièrement :
- a) La Première formation a ainsi excédé sa compétence qui est d'adopter des normes de fiabilité de la NERC déposées par le Coordonnateur de la fiabilité ainsi que les variantes pour le Québec que ce dernier estime nécessaires ou de lui demander d'en soumettre de nouvelles aux conditions qu'elle détermine, et non pas de fixer ou modifier elle-même les exigences des normes de fiabilité;
 - b) La Première formation a omis de rendre sa Décision en se fondant sur la preuve administrée au dossier;
 - c) Le motif invoqué par la Première formation quant au renvoi à une norme non adoptée par la Régie contrevient à la LRÉ.
 - d) Le fait de ne pas préciser la version de la norme applicable par renvoi crée de la confusion dans l'application de la norme.

103. L'évolution de la norme TPL-003 à TPL-001-4 représente un changement de fond au contenu normatif de ces normes, comme le démontre la preuve probante et non-contredite du Coordonnateur. En réponse à une question de la Régie lors d'une séance de travail portant sur une procédure pour remplacer le renvoi, le Coordonnateur de la fiabilité proposait ce qui suit :

« Si la Régie souhaite devancer la NERC pour remplacer la référence à la norme TPL-003, le Coordonnateur entrevoit deux façons de procéder :

- Si la Régie adopte la norme TPL-001-4, le Coordonnateur pourrait examiner et comparer les contingences de cette version avec celles prévues par la norme TPL-003, et ensuite adapter la référence requise dans l'annexe Québec de la norme FAC-010-2.1.*
 - Que la Régie adopte la norme TPL-001-4 ou non, le Coordonnateur pourrait intégrer la liste de contingences de la norme TPL-003 dans l'annexe Québec de la norme FAC-010-2.1.*
- »*

104. Non seulement la Première formation a-t-elle illégalement modifié la norme, mais elle l'a fait en ignorant la preuve du Coordonnateur de la fiabilité à l'effet que la norme TPL-001-4 et la norme TPL-003 ne sont pas des équivalents. Par ailleurs, il faut souligner que la norme FAC-010-1 déjà adoptée par la Régie par la décision D-2015-059 contenait déjà le renvoi à la norme TPL-003.
105. La LRÉ permet explicitement à son article 85.7 al. 2(2°) qu'une norme adoptée par la Régie peut rendre applicable par renvoi une norme établie par un organisme avec lequel la Régie a conclu une entente (la NERC). La LRÉ ne prévoit pas l'exigence qu'une telle norme applicable par renvoi doit être elle-même adoptée par la Régie.
106. La Première formation a donc ajouté au texte de la LRÉ et ainsi privé l'article 85.7 a. 2 (2°) de tout effet utile. Ce raisonnement est insoutenable.

VII. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

107. Le Coordonnateur de la fiabilité demande à la Régie de réviser et révoquer les conclusions de la Décision mentionnées au paragraphe 3 de la présente demande de révision.
108. Dans l'exercice de ses fonctions prévues à la LRÉ, le Coordonnateur dépose auprès de la Régie les normes développées par la NERC avec les variantes qu'il estime nécessaires pour le Québec. Le Coordonnateur respecte la compétence de la Régie qui est d'adopter ou de refuser les normes déposées ou encore de lui demander de modifier une norme ou lui demander d'en déposer une nouvelle aux conditions qu'elle détermine. La compétence de modifier les normes de fiabilité ne revient pas à la Régie. Dans la Décision, l'on retrouve à plusieurs reprises des ordonnances qui rédigent le contenu de normes ou par lesquelles la Première formation modifie elle-même une norme, ce qui contrevient à la LRÉ.

109. Afin de faciliter l'étude de la présente demande de révision par la Seconde formation, le Coordonnateur de la fiabilité dépose, en appui à la présente demande, les normes de fiabilité FAC-003-3, FAC-010-2.1, FAC-011-2 et PRC-024-1 à la pièce HQCF-1, Document 1 (version française) et 2 (version anglaise). Les textes sont conformes aux textes déposés pour adoption aux dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015, sauf pour une correction d'une coquille relative à la tenue en tension pour la plage de tension « $0,85 \leq V < 0,9$ » au tableau de l'annexe 2 de l'annexe Québec de la norme PRC-024-1. La norme FAC-003-3 est déjà adoptée par la Régie et en vigueur au Québec, de sorte que les conclusions demandées à la Seconde formation se limitent à déclarer invalider et déclarer nulles certaines conclusions de la Décision.
110. Au-delà même des questions sérieuses relatives à l'excès de compétence soulevées dans la présente demande de révision, le Coordonnateur de la fiabilité est fortement préoccupé par l'impact négatif qu'auraient sur la fiabilité de l'Interconnexion du Québec l'adoption des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et PRC-024-1 selon les Conclusions. Il demande donc l'adoption de ces normes selon les pièces HQCF-1, Documents 1 et 2.
111. Quant à la norme FAC-003-3, qui était déjà en vigueur au Québec avant la Décision, le Coordonnateur de la fiabilité est fortement préoccupé par la confusion entre, d'une part, l'adoption des normes de fiabilité et d'autre part, la surveillance de l'application des normes. Il est également préoccupé et par les conclusions de la Première formation à cet égard et par leur effet sur le régime obligatoire de la fiabilité au Québec, de même que par l'impact négatif qu'aurait la modification apportée par la Première formation sur la fiabilité.
112. Par ailleurs, le Coordonnateur de la fiabilité considère que la norme PRC-002-2 a fait l'objet d'une modification et d'une adoption simultanée par la Première formation, ce qui constitue également un excès de compétence pour les mêmes motifs que ceux exprimés dans la présente demande de révision. Toutefois, par contraste avec les motifs 1, 3, 4 et 7 détaillés plus haut, le résultat de cet excès de compétence par la Première formation ne présente pas, selon le Coordonnateur de la fiabilité, un impact pour la fiabilité comparable à ceux des normes visées par les Conclusions. Le Coordonnateur de la fiabilité n'a pas inclus cette norme dans sa demande de révision.

PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE :

ACCUEILLIR la présente demande;

RÉVISER ET RÉVOQUER la décision D-2017-110;

En ce qui concerne la norme FAC-003-3 :

INVALIDER et **DÉCLARER NULLES** les conclusions apparaissant aux paragraphes ~~414, 415, 416, (...)~~ 428, 429, 431, 432, 438, 441, 442 de la décision D-2017-110;

~~**INVALIDER** et **DÉCLARER NULLE** la conclusion suivante :~~

~~« **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; »~~

~~(...)~~

En ce qui concerne la norme PRC-024-1 :

INVALIDER et **DÉCLARER NULLES** les conclusions apparaissant aux paragraphes 302, 305, 306, 308, 309 et 311 de la décision D-2017-110;

INVALIDER et **DÉCLARER NULLES** les conclusions suivantes de la décision D-2017-110 en ce qui concerne la norme PRC-024-1 seulement :

« **ADOpte** les normes de la NERC FAC-010-2.1, FAC-011-1, 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 leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise;

ADOpter la norme PRC-024-1 telle que soumise à la Régie par le Coordonnateur de la fiabilité dans la pièce HQCF-1, documents 1 et 2;

~~(...)~~

~~**RENDRE** l'ordonnance suivante telle que proposée par le Coordonnateur à la première formation, modifiée pour tenir compte du paragraphe 113 de la décision D-2017-110 :~~

~~« Jusqu'au 1 janvier 2019, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul et l'application des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la pratique actuelle du Coordonnateur. »~~

~~ainsi que sa traduction anglaise :~~

~~« Until January 1, 2019, the Régie specifies that for the purposes of Reliability Standards FAC-010-2.1, FAC-011-2 and FAC-014-2, the calculation and use of System Operating Limits (SOL) for RTP non-Bulk systems which were not planned for performance criteria specified in those standards, in particular, the three-phase fault, must be undertaken as per the Reliability Coordinator's current practice. »~~

RETOURNER le dossier à la Première formation afin que celle-ci statue sur la d'entrée en vigueur de la norme;

En ce qui concerne les normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2 :

INVALIDER et DÉCLARER NULLES les conclusions apparaissant aux paragraphes 110 à 112, 120, 123 et 329 de la décision D-2017-110;

INVALIDER et DÉCLARER NULLES les conclusions suivantes de la décision D-2017-110 en ce qui concerne les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 seulement :

« **ADOPTER** les normes de la NERC FAC-010-2.1, FAC-011-1, 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 leur Annexe, dans leurs versions française et anglaise;

« **RETIRE** les normes de la NERC CIP-001-2a, EOP-004-1, FAC-010-2.1, FAC-011-2, FAC-013-1, INT-001-2 et INT-004-2, ainsi que leur Annexe, dans leurs ~~versions~~ 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; »

ADOPTER les normes telles que soumises à la Régie par le Coordonnateur de la fiabilité dans la pièce HQCF-1, documents 1 et 2;

RENDRE l'ordonnance suivante telle que proposée par le Coordonnateur à la première formation, modifiée pour tenir compte du paragraphe 113 de la décision D-2017-110 :

« Jusqu'au 1 janvier 2019, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul et l'application des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la pratique actuelle du Coordonnateur. »

ainsi que sa traduction anglaise :

« Until January 1, 2019, the Régie specifies that for the purposes of Reliability Standards FAC-010-2.1, FAC-011-2 and FAC-014-2, the calculation and use of System Operating Limits (SOL) for RTP non-Bulk systems which were not planned for performance criteria specified in those standards, in particular, the three-phase fault, must be undertaken as per the Reliability Coordinator's current practice.

RETOURNER le dossier à la Première formation afin que celle-ci statue sur la date d'entrée en vigueur des normes.

Montréal, le 29 mars 2018

(s) *Affaires juridiques Hydro-Québec*

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)