

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

NO : R-4015-2017 et  
R-4017-2017  
(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

---

---

**PLAN D'ARGUMENTATION DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ  
(REQUÊTE EN RÉVISION DE LA DÉCISION D-2017-110)**

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

---

---

**INTRODUCTION**

- Répartition des rôles en matière de normes de fiabilité du transport d'électricité
- Importance d'un dialogue continu entre le Coordonnateur de la fiabilité et la Régie

**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. 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 modifié elle-même les dispositions de normes de fiabilité simultanément à leur adoption ainsi modifiées et plus particulièrement :
    - i. norme PRC-024-1 : modification et fixation d'une courbe de tenue en surtension non-justifiée qui ferait en sorte que 23 % de la production d'électricité au Québec ne serait pas assujettie à l'exigence obligatoire synchronisée lors de l'inscription de courte durée;
    - ii. normes FAC-003-3 : modification de l'exigence E2 rendant le texte inapplicable, qui plus est alors que la norme était déjà en vigueur au Québec;
    - iii. Normes FAC-010-2.1 et FAC-011-1 : modification du champ d'application des normes ayant pour effet d'exclure une très importante quantité d'installations de l'application de ces normes, qui plus est alors que ces normes étaient déjà en vigueur au Québec avec le champ d'application retiré par la Première formation;
    - iv. Norme FAC-010-2.1 : modification de l'Annexe Québec afin de retirer le renvoi à la norme TPL-003, qui plus est alors que ce renvoi était déjà présent dans la norme en vigueur.
  - b) la Première formation a confondu, d'une part, sa compétence d'adopter des normes de fiabilité et d'approuver un Registre et d'autre part, 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), renvoi qui était par ailleurs déjà présent dans la norme en vigueur et adoptée par la Régie.

## II. LE CADRE APPLICABLE À UNE DEMANDE DE RÉVISION

3. 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).
4. 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.
  - Épiciers unis Métro-Richelieu inc. c. Régie des alcools, des courses et des jeux, [1996] R.J.Q. 608 (C.A.), pages 613 et 614
  - Tribunal administratif du Québec c. Godin, [2003] R.J.Q. 2490 (C.A.), para. 37, 48 à 50, 137 à 140
  - Commission de la santé et de la sécurité du travail c. Jacinthe Fontaine et Commission des lésions professionnelles, 2005 QCCA 775
  - D-2014-214, para. 39
  - D-2005-132, pages 15 à 19
  - D-2014-019, para. 53 à 57
5. La simple erreur de droit suffit dès qu'elle soulève une question de compétence.
  - Tribunal administratif du Québec c. Godin, [2003] R.J.Q. 2490 (C.A.), para. 140
  - D-2014-214, para. 39
  - D-2003-49, page 8
6. 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 pertinente<sup>1</sup>.

### III. LE RÉGIME OBLIGATOIRE DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC

7. Le domaine des normes de fiabilité présente un degré particulièrement élevé de complexité. Dans toutes les juridictions nord-américaines, leur développement a été confié à des regroupements d'experts de l'industrie, sous la coordination d'entités telles la NERC et le NPCC.

8. La procédure de développement des normes de la NERC témoigne d'un processus de grande ampleur mobilisant d'importantes ressources.

➤ *NERC Development Procedure*;

9. Dans toutes les juridictions nord-américaines, les normes déposées pour adoption par les régulateurs font l'objet d'analyse à des degrés variables au terme desquelles certaines modifications peuvent être apportées aux approches, aux orientations ou aux normes elles-mêmes.

10. Toutefois, les régulateurs n'assument pas la responsabilité de la rédaction ni de la modification aux normes. Le régime nord-américain est ainsi basé sur un dialogue ouvert et continu entre les acteurs de la fiabilité.

11. Au Québec, 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.

12. 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) ;

---

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

- 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).
13. Tel que démontré ci-après, de par les termes de la LRÉ, en Amérique du nord comme au Québec, le régime de fiabilité du transport d'électricité prévoit des rôles important attribués à la Régie, à la NERC et au NPCC et au Coordonnateur de la fiabilité, mais il ne revient pas à la Régie ni par ailleurs aux autres régulateurs, tels la FERC, de développer ni de rédiger ni de modifier eux-mêmes des normes de fiabilité.
14. Le Coordonnateur souligne cependant que ce qui précède n'est pas un empêchement à ce que la Régie formule des propositions relativement aux normes de fiabilité, que ce soit en cours de dossier (séances de travail, demandes de renseignements ou autres) ou encore dans une décision. En effet, le dialogue ouvert et continu à cet égard fait partie du cadre juridique applicable.
15. Cependant, la Régie ne peut simultanément modifier et adopter une norme.
16. Cet élément mentionné au paragraphe précédent fait en sorte que la Décision se démarque des autres décisions rendues par la Régie en matière d'adoption de normes de fiabilité.
17. La LRÉ prévoit plutôt que la Régie demande au Coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme ou de proposer une nouvelle norme. Cette façon de procéder prescrite par la LRÉ est respectueuse du contexte dans lequel les normes de fiabilité sont développées en utilisant l'expertise de l'industrie et est cohérente avec les autres dispositions de la LRÉ. Elle permet également au Coordonnateur de la fiabilité, à la NERC ou au NPCC, selon le cas, de présenter une preuve et formuler des recommandations à la Régie relativement aux modifications envisagées.
18. Cette façon de faire respectueuse de la LRÉ est celle qui a été utilisée par la Régie dans la vaste majorité des dossiers relatifs aux normes de fiabilité, par exemple dans la décision D-2015-059.
19. 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** »).
20. 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, comme prévu à l'article 85.7 de la LRÉ.
21. Dans les paragraphes qui suivent, le Coordonnateur de la fiabilité fait état de façon détaillée du rôle prévu à la LRÉ de la Régie, de la NERC, du NPCC et du Coordonnateur de la fiabilité.

### La Régie

22. 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.
23. De plus, conformément à la LRÉ, la Régie a :
- a) Désigné un coordonnateur de la fiabilité;
    - Décision D-2007-95;
    - Décision D-2017-033;
  - b) Conclu une entente avec la NERC et le NPCC pour le développement de normes de fiabilité pour le Québec;
    - Entente Régie-NERC;
  - c) Conclu une entente avec la NERC et le NPCC pour la surveillance de l'application des normes de fiabilité.
    - Entente Régie-NPCC;
24. Ces compétences attribuées à la Régie par les modifications législatives de décembre 2006 découlent de la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 et du rapport Canada – États-Unis sur la panne généralisée du Nord-Est de 2003 :

« La Régie de l'énergie sera dotée du pouvoir de surveiller l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité, donnant ainsi suite aux recommandations du groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne d'électricité du 14 août 2003.

[...]

#### LES PRIORITÉS D'ACTION

S'ajoutant à ces différentes modifications de lois ou de règlements, le gouvernement annonce trois autres initiatives majeures :

[...]

3) poser les gestes législatifs et réglementaires nécessaires pour harmoniser le régime de normes de fiabilité du transport de l'électricité avec celui de nos partenaires nord-américains.

[...]

#### 3) HARMONISER LE RÉGIME DE NORMES DE FIABILITÉ DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ AVEC CELUI DE NOS PARTENAIRES NORD-AMÉRICAINS

La panne d'électricité survenue le 14 août 2003 a affecté significativement le nord-est des États-Unis et l'Ontario. Cette panne n'a pas touché directement le Québec, en raison notamment de l'isolement technique de notre réseau électrique : le caractère asynchrone des interconnexions qui nous relient aux réseaux voisins nous protège d'une transmission d'incidents de cette nature. De plus, à la suite notamment de la tempête de verglas survenue à la fin des années quatre-vingt-dix, Hydro-Québec a déjà substantiellement renforcé son réseau de transport d'électricité.

À la suite de la panne d'août 2003, un groupe de travail a été mis en place, composé de responsables canadiens et américains. Plusieurs recommandations ont été émises par le groupe de travail, dont la mise en place de normes de fiabilité obligatoires pour le transport de l'électricité applicables dans l'ensemble de l'Amérique du Nord.

Le Québec a appuyé cette recommandation. En effet, en tant que participant au grand marché nord-américain de l'électricité, le Québec a tout intérêt à participer à l'élaboration et à la mise en place des normes obligatoires de fiabilité du transport de l'électricité. La nouvelle stratégie énergétique sera l'occasion de confirmer les intentions du gouvernement du Québec à cet égard en précisant les moyens qui seront mis en place.

- Le gouvernement définit actuellement le cadre institutionnel et réglementaire qui permettra de donner suite à la recommandation du groupe de travail Canada-États-Unis. Un processus analogue a été entamé aux États-Unis, en septembre 2005.
- Les initiatives du Québec seront harmonisées avec celles du gouvernement fédéral et des autres provinces. Le Conseil des ministres de l'énergie du Canada a mandaté un groupe de travail fédéral provincial-territorial à cette fin.

- Le gouvernement compte doter la Régie de l'énergie des pouvoirs nécessaires à l'application des normes obligatoires de fiabilité pour le transport de l'électricité, et ce, dans un cadre qui respectera les compétences et les intérêts du Québec.

➤ *L'ÉNERGIE pour construire le Québec de demain - La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, ministère des Ressources naturelles et de la Faune, mai 2006;

➤ Décision D-2007-95, pages 3 et 4;

25. Les modifications législatives de 2006 montrent plusieurs aspects similaires à celles intervenues aux États-Unis à la même époque, en vertu desquelles :

- a) La *Federal Energy Regulatory Commission* (la « FERC ») désigne un *Electric Reliability Organisation* (« ERO »);
- b) L'ERO dépose des normes de fiabilité auprès de la FERC;
- c) La FERC peut approuver les normes de fiabilité proposées par l'ERO, ou les refuser et lui demander d'en proposer de nouvelles ou de soumettre des modifications. La FERC n'a pas la compétence de modifier elle-même les normes de fiabilité;
- d) Ce processus par lequel la FERC reconnaît l'expertise de l'ERO et lui demande de déposer des modifications ou une nouvelle norme est nommé « remand » dans la loi américaine et par la FERC;

➤ *18 CFR 39.5 – Reliability Standards*;

➤ Ordonnance n° 693 de la FERC;

8. Pursuant to section 215(d)(2) of the FPA and § 39.5(c) of the Commission's regulations, the Commission will give due weight to the technical expertise of the ERO with respect to the content of a Reliability Standard or to a Regional Entity organized on an Interconnection-wide basis with respect to a proposed Reliability Standard or a proposed modification to a Reliability Standard to be applicable within that Interconnection. However, the Commission will not defer to the ERO or to such a Regional Entity with respect to the effect of a proposed Reliability Standard or proposed modification to a Reliability Standard on competition.

9. The Commission's regulations require the ERO to file with the Commission each new or modified Reliability Standard that it proposes to be made effective under section 215 of the FPA. The filing must include a concise statement of the basis and purpose of the proposed Reliability Standard, a summary of the Reliability Standard development proceedings conducted by either the ERO or Regional Entity, together with a summary of the ERO's Reliability Standard review proceedings, and a demonstration that the proposed Reliability Standard is just,

reasonable, not unduly discriminatory or preferential and in the public interest.

10. Where a Reliability Standard requires significant improvement, but is otherwise enforceable, the Commission approves the Reliability Standard. In addition, as a distinct action under the statute, the Commission directs the ERO to modify such a Reliability Standard, pursuant to section 215(d)(5) of the FPA, to address the identified issues or concerns. This approach will allow the proposed Reliability Standard to be enforceable while the ERO develops any required modifications.

11. The Commission will remand to the ERO for further consideration a proposed new or modified Reliability Standard that the Commission disapproves in whole or in part. When remanding a Reliability Standard to the ERO, the Commission may order a deadline by which the ERO must submit a proposed or modified Reliability Standard.

(Nous soulignons, notes de bas de page omises)

26. Les régimes juridiques en vigueur aux États-Unis et au Québec ont été adoptés à la même époque sur la base d'une volonté commune d'améliorer la fiabilité des réseaux et de mettre en place des règles semblables. Le contexte d'adoption des modifications législatives au Québec de même que la teneur des ententes conclues en vertu de l'article 85.4 de la LRÉ fournit un éclairage pertinent à la Régie dans l'interprétation des dispositions de la LRÉ.

### **La NERC et le NPCC**

27. 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.

➤ Entente Régie-NERC de 2009;

- 28.** 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.

➤ Entente Régie-NPCC de 2014;

29. 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.
30. 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**

31. 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.
32. 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.
33. 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.

➤ Décision D-2007-95, pages 8 à 11;

34. 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.

➤ Décision D-2010-106, para. 32 à 34;

➤ Décision D-2010-126, para. 25 et 26;

➤ Décision D-2011-132, para. 15, 16, 19 et 20;

➤ Décision D-2015-062, para. 362;

#### **Autres caractéristiques du régime de la fiabilité au Québec**

35. 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.

36. 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.

37. 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. Les juridictions canadiennes, notamment les juridictions voisines (Ontario et Nouveau-Brunswick), ont également étendu le champ d'application des normes du BPS au BES.

38. 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<sup>o</sup>) de la LRÉ.

39. Dans la décision D-2015-059, la Régie a déterminé que le Registre est lié au contenu des normes de fiabilité, en ce qu'il doit contenir les informations requises pour permettre d'identifier les fonctions du modèle de la NERC exercées par les entités ainsi que leurs installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et, d'autre part, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent 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.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.

(Nous soulignons, note de bas de page omise)

➤ Décision D-2015-059;

- 40.** Cette décision fait écho à la décision D-2011-068, par laquelle la Régie précisait que le Registre ne doit contenir que les informations qui sont nécessaires à l'identification des entités visées par les normes de fiabilité :

[162] La Régie constate que le Registre des entités contribue à l'identification des entités visées par les normes de fiabilité et est un outil informationnel utile pour les entités.

[163] Toutefois, elle est d'avis que certains éléments informatifs, entre autres, la désignation de l'applicabilité des normes de fiabilité par Catégories de fonction, ne sont pas essentiels à l'identification des entités visées. De plus, ces éléments informatifs sont tributaires de l'analyse des normes de fiabilité et de leur interprétation et, de ce fait, comportent des éléments normatifs redondants pouvant supplanter, voire contredire les normes de fiabilité.

[164] Pour cette raison, la Régie est d'avis que, dans le contexte de la demande d'approbation du Registre des entités, l'intégration des Catégories de fonction et la codification de l'applicabilité des normes de fiabilité en fonction de ces Catégories de fonction ne sont pas appropriées.

(Nous soulignons)

➤ Décision D-2011-068;

- 41.** 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.
- 42.** 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**

43. 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.
44. 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.
45. 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.
46. 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**

47. 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).**

48. 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.
49. 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.

50. 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-006-2<sup>2</sup> et PRC-006-3<sup>3</sup> sont les mêmes que la courbe de tenue dans les exigences techniques de raccordement de l'entité HQT.

a) **La modification et l'adoption simultanée de la norme**

51. La Première formation a outrepassé sa compétence en remplaçant la portion « surtension » de la courbe proposée 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.

b) **L'absence d'appui sur la preuve et l'absence de motivation relatifs à la modification de la norme**

52. 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 ».

---

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

<sup>3</sup> 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>]

53. Une centrale qui fait partie du RTP est considérée être « raccordée » au réseau d'HQT si elle est raccordé aux éléments contigus du RTP, c'est-à-dire qu'elle est raccordé au RTP par une ligne qui fait aussi partie du RTP. Toutes les centrales de RTA font partie du RTP, mais ne sont pas raccordées au réseau d'HQT.
54. 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.
55. 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.
56. 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.
57. 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.
58. La LRÉ prévoit que le Coordonnateur doit déposer une évaluation de la pertinence et de l'impact des normes déposées (art. 85.6). Ces critères énoncés dans la LRÉ constituent un guide valable pour la Régie lorsqu'elle décide de l'adoption de normes de fiabilité.
- Décision D-2016-119, para. 31 et suivants;
59. 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 de la Décision, que l'entité RTA n'a pas soumis les éléments pertinents à la détermination de l'impact d'appliqué la courbe proposée par le Coordonnateur.
60. 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 a

- fixée illégalement, serait appliquée à 23% de la production d'électricité du Québec<sup>4</sup>.
61. 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.
62. La conclusion de la Première formation sur ce point (para. 305 et 306) est insoutenable et équivaut à un excès de compétence.
63. 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.
64. 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, la NERC ou le NPCC quant à la pertinence et l'impact d'adopter cette courbe de tenue en tension, ce qui ne respecte pas la LRE.

**c) L'absence d'appui sur la preuve et l'absence de motivation relatives à l'ordonnance de dépôt d'une étude du Planificateur**

65. La preuve probante et non-contredite administrée devant la Première formation par le Planificateur<sup>5</sup> était à l'effet que la courbe de tenue en tension doit être 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 maillé<sup>6</sup>.
66. 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

---

<sup>4</sup> Ces données proviennent du Registre des entités visées par les normes de fiabilité.

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

<sup>6</sup> N.S. vol. 2, pages 93(25) à 95(1).

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)

67. 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 qui se justifient au plan de la fiabilité.
68. C'est d'ailleurs là le contenu du témoignage du Planificateur devant la Première formation<sup>7</sup>.
69. La norme, notamment la fixation des exigences maximales pouvant être imposées par le Planificateur, a été développée par la NERC, entité dont la Régie a reconnu l'expertise en la matière. La pertinence et l'impact de la norme ont été justifiés par le Coordonnateur, entité dont la Régie a également reconnu la compétence et l'expertise.
70. La Première formation exprime au paragraphe 299 sa compréhension du témoignage du Planificateur :

[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.

(Nous soulignons)

71. Dans les circonstances, une fois établie la justification de la disposition particulière de l'exigence E2, la seule conclusion valable était alors que la norme devait être adoptée.
72. Or, la Première formation a exigé le dépôt d'une étude sur la seule base que le réseau de RTA n'est pas muni de parafoudres que des analyses devraient être effectuées pour confirmer que les certaines surtensions transitoires peuvent se propager au réseau de RTA.

---

<sup>7</sup> N.S. vol. 2, pages 93(25) à 95(1).

- 73.** Ces motifs ne sont pas cohérents avec l'exigence E2 de la norme.
- 74.** Le Coordonnateur soutient qu'il ne porte pas un tel fardeau de preuve et il n'existe aucune caractéristique de l'Interconnexion du Québec pouvant justifier une telle inversion dans la structure de la norme de la NERC. Aucune preuve administrée devant la Première formation n'a été administrée à cet égard et la Décision n'y réfère pas.
- 75.** À titre illustratif, la démarche suivie par la Première formation se distingue de la démarche de la Régie dans la décision D-2015-059.
- Décision D-2015-059, para. 360 et suivants;
- 76.** 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. Le Coordonnateur avait d'ailleurs soulevé cette possibilité de façon explicite plusieurs fois en cours de dossier. 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.
- Pièce B-0047, page 7
  - Pièce B-0035
  - Pièce B-0107, page 31
  - Pièce A-0074, pages 72 et 73
- 77.** Dans son témoignage, le Planificateur a indiqué expressément être ouvert à offrir de la flexibilité dans une optique de continuité avec la situation actuelle<sup>8</sup>. Cette preuve a été ignorée par la Première formation. Les représentants du Planificateur auraient pu répondre à toute question s'il existait quelque doute sur cette flexibilité offerte.
- 78.** De plus, la norme de la NERC confère d'importantes responsabilités au Planificateur. Elle l'autorise à exiger d'une entité des réglages de tension moins rigoureux que la courbe. Le Planificateur doit alors procéder à une étude qui détermine et justifie les caractéristiques retenues.
- 79.** 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.
- 80.** Enfin, la Première formation a outrepassé sa compétence en exigeant du Coordonnateur de la fiabilité une étude démontrant la pertinence de référer dans

---

<sup>8</sup> N.S. vol. 2, page 95(9 à 12).

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 supplémentaire 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, que 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.
- c) 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 et serait donc inutile.

81. Enfin, 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 (norme PRC-024-1).**

- 82. 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 ou de faire réaliser des études.
- 83. La compétence de la Régie est plutôt, si elle demande au Coordonnateur de lui soumettre une nouvelle norme ou des modifications à une norme déposée, de déterminer des conditions relativement à une telle norme.
- 84. La Première formation ordonne au Coordonnateur de déposer une étude du Planificateur à l'occasion d'un « prochain dépôt » de la norme.
- 85. La compétence de la Régie dans le contexte de l'adoption de normes de fiabilité est soit l'adoption de la norme, soit le refus d'adoption de la norme. Cette adoption ou ce refus peuvent être jumelés ou non à une demande de soumettre une nouvelle norme ou des modifications à la norme.
- 86. Or, la Décision ne demande pas au Coordonnateur de déposer une nouvelle norme ou des modifications à la norme.
- 87. Le critère du prochain dépôt vise vraisemblablement une éventuelle mise à jour de la norme par la NERC, qui est habituellement déposée auprès de la Régie par le Coordonnateur, mais l'on ignore si la prochaine version de la norme PRC-024 modifiera l'exigence E2 ou la courbe de tenue en tension.

88. Aucun article de la LRÉ n'appuie l'ordonnance du dépôt d'une étude dans de telles circonstances et qu'aucune norme adoptée par la Régie n'oblige le Planificateur à fournir une telle étude dans le contexte de l'adoption des normes.
89. La justification de cette étude supplémentaire (voir paragraphes 296 à 302 de la Décision) n'a trait qu'au réseau et aux centrales de l'entité RTA.
90. Le fait que l'entité RTA puisse détenir des installations de production à vocation industrielle (PVI) n'a pas été mentionné dans la Décision et ne trouve d'ailleurs aucune application. Il n'est pas non plus question d'une distinction entre les centrales qui sont raccordées au RTP et celles qui ne le sont pas, mais uniquement de celles de l'entité RTA.
91. 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-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).**

92. 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.
93. 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).
94. 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.

95. 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.
96. 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.
97. 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 et notamment des réseaux voisins du Québec. Un tel impact sur la fiabilité n'a jamais été discuté en audience ni autrement dans le cadre de l'étude des dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015 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).**

98. 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'empiètement de la végétation sur les lignes de transport.
99. Le Coordonnateur souligne l'importance du mot « sauf » dans le texte de l'exigence E6.

100. 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.
101. 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.
102. 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.
103. 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.
104. 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.
105. 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.
106. 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.
107. 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 LRE (norme FAC-003-3)**

108. 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.
109. 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.
110. 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.
111. C'est donc l'entité qui possède des lignes de 200 kV et plus qui doit appliquer et interpréter les exigences de la norme FAC-003-3 et ainsi désigner chacune de ses lignes comme ayant un cycle d'intervention de plus ou moins de 5 ans.
112. L'information sur la catégorisation des lignes de 200 kV et plus par une entité n'est donc pas utile pour permettre d'identifier l'entité visée par la norme ni les installations visées par la norme. La catégorisation des lignes de 200 kV et plus est une évaluation que l'entité visée doit accomplir en application de la norme.
113. La Décision n'est donc pas conforme aux décisions D-2011-068 et D-2015-059 de la Régie, en ce que :
- a) La catégorisation des lignes de 200 kV et plus par une entité n'est pas essentielle ni n'est nécessaire à l'identification de l'entité ou des installations;
  - b) Le Coordonnateur ne possède pas la compétence de statuer sur la catégorisation que peut faire une entité relativement à ses lignes de 200 kV et plus;
  - c) La Régie ne peut statuer sur l'identification faite par le Coordonnateur de la catégorisation des lignes de 200 kV et plus faite par une entité;
  - d) La catégorisation que fait une entité doit être conforme aux exigences de la norme FAC-003-3 et seul le surveillant de la conformité aux normes de fiabilité peut se prononcer sur la catégorisation faite par une entité;
  - e) Le Registre doit permettre d'identifier les entités visées par les normes de fiabilité et pour ce faire, les installations de cette entité qui la rende assujettie à une norme de fiabilité, et non refléter les décisions de cette entité prises dans l'application d'une norme de fiabilité.

114. 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).**

115. 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.
116. 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.
117. 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.
118. 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 la conformité des entités aux 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.
119. 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.
120. 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 excédant sa compétence d'adopter des normes de fiabilité;
  - c) En Fondant sa Décision sur l'affirmation 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.

- 121.** 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).
- 122.** Ainsi, la norme CIP-002-5.1 s'applique aux entités qui remplissent certaines fonctions du modèle de la NERC, telles que TO, TOP, GO, GOP. Ces entités doivent procéder, en application des nombreux critères de la norme, à la catégorisation de leurs actifs électroniques critiques.
- Norme CIP-002-5.1;
  - Décision D-2016-119, para. 23 à 28;
- 123.** Il est à noter que dans sa décision D-2016-119 adoptant la version 5 des normes CIP, la Régie a approuvé les modifications au Registre soumises par le Coordonnateur, lesquelles constituaient notamment à retirer du Registre l'identification des installations qui comprennent des actifs électroniques critiques.
- 124.** Les entités devront cependant justifier leurs décisions au surveillant de la conformité aux normes de fiabilité.
- 125.** Selon la Première formation, la désignation des lignes serait sujette à interprétation, mais non la désignation des actifs électroniques critiques. Ce motif n'est aucunement lié ni n'est pertinent à la détermination du contenu du Registre. À cet égard, le Coordonnateur de la fiabilité réfère aux dispositions pertinentes de la LRÉ et aux décisions de la Régie D-2011-068 et D-2015-059, le tout tel que mentionné aux paragraphes 37 à 39 du présent plan d'argumentation.
- 126.** Subsidiairement, le Coordonnateur de la fiabilité soutient que :
- a) au contraire, plus l'identification d'un élément est sujette à interprétation moins cette question est susceptible d'être déterminée par le Registre:
    - i. moins l'identification est fondée sur un critère de démarcation net, moins le Coordonnateur est en mesure d'identifier les installations et d'en faire rapport à la Régie qui, rappelons-le, doit statuer sur cette identification par son approbation du Registre;
    - ii. l'entité visée connaît ses activités et ses actifs et est de toute évidence mieux placée que le Coordonnateur pour appliquer les normes de fiabilité aux particularités de ses installations ;
    - iii. la vérification de l'interprétation des normes par les entités doit s'effectuer en surveillance. La validation de ces interprétations par l'approbation

de la Régie n'apporterait que confusion dans le régime de la fiabilité au Québec.

Par exemple, la désignation des actifs électroniques critiques vise, entre autres, le Coordonnateur. Les interprétations du Coordonnateur doivent faire l'objet de vérification par le surveillant, en l'occurrence des experts des normes CIP du NPCC et de la NERC, non pas par la Régie dans son rôle d'approbation de Registre. Il ne serait donc pas souhaitable de consigner au Registre l'avis du Coordonnateur plutôt que de permettre à la Régie d'effectuer la surveillance de la conformité tel qu'encadré par les normes, ententes et programmes au Québec.

- b) la distinction que la Première formation fait entre la désignation des lignes et la désignation des actifs électroniques critiques n'est fondée sur aucune preuve ni au présent dossier ni au dossier R-3947-2015, dans lequel la Régie a rendu la décision D-2016-119 relative aux désignations d'actifs électroniques critiques et au Registre.

**127.** À titre d'exemple pour l'identification des actifs électroniques critiques, les critères de degré d'impact que l'on retrouve dans la norme CIP-002-5.1 sont sujets à interprétation, notamment et sans s'y limiter, les critères 2.1, 2.6 et 2.11 :

2.1. Production en service, pour chaque ensemble de groupes de production à une seule centrale, dont la puissance active nominale nette totale la plus élevée des 12 mois civils précédents est de 1 500 MW ou plus dans une même Interconnexion. Pour chaque ensemble de groupes de production, les seuls systèmes électroniques BES qui répondent à ce critère sont les systèmes électroniques BES partagés qui pourraient, dans un délai de 15 minutes, avoir un impact négatif sur l'exploitation fiable de toute combinaison de groupes de production qui, ensemble, représentent 1 500 MW ou plus dans une même Interconnexion.

2.6. Production d'une seule centrale ou installations de transport d'un seul poste, qui sont désignées par leur coordonnateur de la fiabilité, leur responsable de la planification ou leur planificateur de réseau de transport comme essentiels au calcul des limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL) et leurs contingences associées.

2.11 Chaque centre de contrôle ou centre de contrôle de repli, non déjà inclus dans la catégorie Impact élevé (H) ci-dessus, utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'exploitant d'installation de production pour une puissance active nominale nette totale maximale, pour les 12 mois civils précédents, de 1 500 MW ou plus dans une même Interconnexion.

[nous soulignons]

**128.** 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 la conformité à la norme que l'entité devra répondre de sa désignation et des critères qu'elle a utilisés. Si le Registre identifie ces lignes à l'avance et fait l'objet d'une approbation par la Régie, 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.
- 129.** L'identification par le Coordonnateur des entités visées par les normes de fiabilité et de leurs installations n'est pas sujette à interprétation, ni n'est controversée : qu'une entité possède ou certains équipements (ex. SPS, inductance Shunt, transformateur) est un fait objectif et qui ne dépend pas de l'interprétation d'une norme par une entité.
- 130.** 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.
- 131.** 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.
- 132.** 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.
- 133.** 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.
- 134.** 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.
- 135.** De plus, le Coordonnateur de la fiabilité ne possède aucun pouvoir relativement à la surveillance de la conformité des entités aux 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.
- 136.** La Décision à cet égard est insoutenable et incohérente avec le régime obligatoire de la fiabilité prévu à la LRÉ.
- 137.** 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).**

**138.** 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-001-4 (norme adoptée par la Régie) et adopte la norme FAC-010-2.1 avec cette modification.

**139.** La Première formation a erré en modifiant et fixant elle-même 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-001-4 » 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;
- c) Le motif invoqué par la Première formation quant au renvoi à une norme non adoptée par la Régie contrevient à la LRÉ.

**140.** L'évolution de la norme TPL-003-0 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. »*

141. 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.
142. 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.
143. 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.

## VI. LA DEMANDE DE RÉVISION DE RTA

144. RTA a soulevé devant la Première formation un argument fondé sur l'application de la *Loi sur les documents d'entreprise*, laquelle prévoit que « nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec », transporter, faire transporter, envoyer ou faire envoyer un document, au sens où ce mot est défini dans cette loi.
145. La Décision a considéré que si RTA doit transmettre un document à l'extérieur du Québec, c'est à la demande de la Régie, et non d'une autorité étrangère. En effet, c'est la Régie et non une autorité étrangère qui adopte la norme de fiabilité EOP-004, lui conférant force obligatoire.
146. C'est également la Régie qui surveille la conformité aux normes de fiabilité et qui peut attribuer des sanctions en vertu de la LRÉ.
147. À tout le moins, la Décision se situe dans le spectre des décisions soutenables que la Première formation pouvait rendre relativement à l'argument soulevé par RTA relativement à la norme EOP-004. De plus, à cet égard, la Décision est adéquatement motivée.
148. La Décision ne présente aucun enjeu de compétence à l'égard de la norme EOP-004.
149. Les paragraphes 14, 17, 18 et 19 de la Requête en révision de la Décision D-2017-110 de RTA illustrent d'ailleurs bien que c'est bien la Régie, dans le cadre de sa compétence exclusive d'adopter des normes de fiabilité, qui oblige l'entité visée par la norme à transmettre un document à l'extérieur du Québec, et non une quelconque autorité étrangère.

- 150.** La notion de vice de fond (voir paragraphes 7 et suivants du présent plan d'argumentation), ne trouve aucune application à l'égard de la partie de la Décision portant sur l'adoption de la norme EOP-004.

Montréal, le 1<sup>er</sup> février 2018

***(S) Affaires juridiques Hydro-Québec***

---

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