

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

District de Montréal

No. : R-3934-2015

Hydro-Québec Transport

(ci-après nommé le «Transporteur»)

Demandeur

et

**Groupe de recherche appliquée en
macroécologie (GRAME)**

Intervenant

| |
|-------------------------------|
| ARGUMENTATION DU GRAME |
|-------------------------------|

AU SOUTIEN DE SON ARGUMENTATION, LE GRAME SOUMET RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE :

Introduction

1. Dans la décision procédurale D-2015-157, la Régie a accordé le statut d'intervenant au GRAME, limitant ainsi son champ d'intervention :

«(80) La Régie permet au GRAME d'intervenir au présent dossier sur le seul sujet des échanges de puissance avec les réseaux voisins, notamment celui de l'Ontario. L'intervenant devra donc veiller à ajuster son budget de participation en conséquence.»¹

2. Le GRAME a un intérêt marqué pour cet enjeu. Tel qu'indiqué au paragraphe 7 de sa demande d'intervention², l'intervenant a publié en 2010 un ouvrage intitulé : «*Énergies renouvelables. Mythes et obstacles. De la réhabilitation de l'hydroélectricité au développement énergétique durable.*» qui porte sur les mythes et obstacles à la reconnaissance de l'hydroélectricité à titre d'énergie verte;

¹ R-3934-2015, D-2015-157, p. 16, par. 80

² C-GRAME-0002, p. 2, par. 7

3. Monsieur Michel Perrachon, spécialiste en matière d'exploitation du réseau de transport, a été retenu pour produire un rapport visant à formuler des recommandations liées à l'évolution de l'exploitation des interconnexions à courant continu;

4. Tel qu'indiqué lors de son témoignage, monsieur Perrachon détient une expérience pertinente en matière d'interconnexions avec les réseaux limitrophes, ayant notamment planifié l'exploitation des interconnexions d'Hydro-Québec pendant 15 ans³;

5. Il ressort de la preuve du Transporteur portant sur la commercialisation des services de transport une tendance à vouloir exploiter les interconnexions avec les réseaux voisins, dont notamment l'Ontario et le Nouveau-Brunswick;

6. Les recommandations du GRAME au présent dossier portent sur ces initiatives qui comprennent le partage saisonnier, la réserve 10 minutes et la programmation intra-horaire;

Commercialisation des services de transport

Partage saisonnier

7. Considérant les besoins complémentaires du Québec et de l'Ontario, le gouvernement du Québec a approuvé le Protocole d'entente d'échange saisonnier d'énergie électrique entre le Québec et l'Ontario par le Décret 1000-2014, dont les Attendus se lisent ainsi :

«ATTENDU QUE le gouvernement du Québec et le gouvernement de l'Ontario ont des besoins en énergie complémentaires, puisque le Québec connaît sa pointe de demande d'électricité en hiver et que l'Ontario connaît sa pointe de demande d'électricité en été;

ATTENDU QUE, à cette fin, le gouvernement du Québec et le gouvernement de l'Ontario souhaitent conclure un protocole d'entente d'échange de capacité électrique qui assure la fiabilité des systèmes électriques de chaque province à moindre coût en tirant profit des pointes saisonnières de production et de consommation;

ATTENDU QUE cet arrangement sera validé par un accord officiel signé par Marketing d'énergie HQ inc. et The Independant Electricity Sytem Operator, lequel sera conforme aux principes établis dans le protocole d'entente entre ces entités qui est annexé au Protocole d'entente d'échange saisonnier d'énergie électrique entre le Québec et l'Ontario;»⁴;

8. Une entente entre l'IESO et l'entreprise Marketing d'énergie HQ inc. a été convenue pour un partage saisonnier à l'interconnexion ON, pour un maximum de 500 MW de puissance :

³ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 256-257, m. Perrachon

⁴ Décret 1000-2014 *Concernant l'approbation du Protocole d'entente d'échange saisonnier d'énergie électrique entre le Québec et l'Ontario*, Gazette officielle du Québec, Partie 2, 10 décembre 2014, 4445

«Le Transporteur note que l'entreprise Marketing d'énergie HQ inc. et l'IESO ont convenu d'un partage saisonnier d'un maximum de 500 MW de puissance au point d'interconnexion ON à partir du 1er décembre 2015 et jusqu'au 30 septembre 2025 pendant les saisons de pointe respectives des parties.»⁵;

9. Monsieur Perrachon soulignant dans son rapport que l'interconnexion a une capacité de 1250 MW, il pourrait être intéressant pour le Transporteur d'augmenter le nombre de lignes de transport à courant continu, et ce afin de permettre une meilleure flexibilité des échanges avec l'Ontario⁶;

10. Dans son témoignage, monsieur Perrachon précisait que considérant la configuration actuelle du réseau du Transporteur, une augmentation du potentiel de liaisons avec l'Ontario permettrait d'augmenter la flexibilité et le partage saisonnier⁷;

11. Considérant que la pointe de la demande d'électricité au Québec se produit en hiver et que celle de l'Ontario se produit en été, tel qu'indiqué par le Transporteur en réponse à une demande de renseignements du GRAME⁸, cette pratique commerciale aurait avantage à être exploitée à son plein potentiel⁹;

12. La demande à la pointe représente un enjeu majeur pour le Distributeur qui a même récemment déposé une *Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) de Bécancour en périodes de pointe* (R-3925-2015), la Régie ayant autorisé cette demande par la décision D-2015-179¹⁰;

Réserve 10 minutes

13. En ce qui concerne le processus de vente de réserve 10 minutes, le Transporteur a initié 2 projets-pilotes en collaboration avec l'IESO en Ontario et en collaboration avec NB Power au Nouveau-Brunswick¹¹;

⁵ B-0027, HQT-10, doc. 1, p. 6

⁶ C-GRAME-0009, p. 11

⁷ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 257, m. Perrachon

⁸ B-0051, HQT-13, doc. 6, p. 6, R2.1

⁹ C-GRAME-0009, p. 11

¹⁰ Une demande en révision a été déposée à la Régie de l'énergie le 30 novembre 2015, *Demande du ROÉÉ en révision et révocation de la décision D-2015-179 du 29 octobre 2015 sur la demande d'Hydro-Québec relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) de Bécancour en période de pointe*

¹¹ B-0027, HQT-10, doc.,1 p. 6 : «Depuis le dépôt de la demande tarifaire 2015 (dossier R-3903-2014), le Transporteur a poursuivi le projet-pilote de vente de réserves 10 minutes sur l'interconnexion ON en collaboration avec l'IESO. Le projet a pris fin au mois de juillet 2015 à la satisfaction des deux opérateurs de réseau. Il a permis de roder le processus d'échanges de réserves et d'adapter les instructions d'opérations s'y appliquant. La limite établie pour la vente de réserves 10 minutes sur l'interconnexion est de 100 MW. Par ailleurs le Transporteur a amorcé un second projet-pilote pour la vente de réserves 10 minutes en collaboration avec NB Power. Le projet a débuté à la fin avril 2015 à l'interconnexion NB et la quantité échangée de la zone du Québec vers la zone du Nouveau-Brunswick est de 100 MW. Un avis a été publié sur le site OASIS le 15 avril 2015. Il est prévu que le projet s'échelonne sur le reste de l'année. Le projet-pilote permettra de valider la faisabilité de l'échange fiable de réserves 10 minutes entre le Québec et le Nouveau-Brunswick.»

14. Tel qu'indiqué en réponse à une demande de renseignements de la Régie, le projet-pilote de vente de réserve 10 minutes initié en collaboration avec l'IESO a permis de mener à un processus commercial d'échange avec l'Ontario¹²;

15. Concernant cette pratique commerciale, monsieur Perrachon indiquait dans son témoignage que la décision de retenir une capacité de 1250 MW pour la liaison continue avec le poste Outaouais provenait d'une entente de vente entre le Producteur et l'Ontario pour cette capacité.¹³ Ainsi, lorsque le Producteur vend pour cette capacité, il reste peu de place au processus de vente de réserve sur cette interconnexion¹⁴;

16. Il nuancait toutefois la conclusion de cette section du rapport (C-GRAME-0009, p.13) en ajoutant que certains groupes alternateurs du Québec synchronisés pourraient être utilisés pour les échanges avec l'Ontario, cela permettant d'avoir une certaine quantité de réserve, soit la différence entre la production maximale des groupes alternateurs synchronisés sur l'Ontario et la puissance optimale (environ 90% de la puissance maximale)¹⁵;

Programmation intra-horaire

17. En ce qui concerne la programmation intra-horaire, le Transporteur indiquait en réponse à une demande de renseignements du GRAME qu'il ne négocie pas de programmes d'échange, mais qu'il peut mettre en place, en collaboration avec ses homologues des réseaux voisins, les modalités nécessaires aux programmes d'échanges lorsqu'un intérêt est manifesté¹⁶;

18. En ce sens, la preuve indique qu'il a amorcé des discussions concernant la programmation intrahoraire avec certains réseaux :

« Pour sa part, le Transporteur a amorcé des discussions avec le NYISO sur la possibilité de mettre en place une programmation aux cinq minutes au point d'interconnexion MASS mais un projet en ce sens n'a pas encore été arrêté. Aussi, le Transporteur poursuit ses discussions avec les réseaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre pour mettre en place une programmation intrahoraire aux points d'interconnexion NB et NE.»¹⁷;

19. Dans son rapport, monsieur Perrachon énonce que la programmation intrahoraire permet une plus grande flexibilité des échanges et pourrait permettre l'utilisation de l'énergie éolienne, cette énergie étant dépendante du «caprice des vents»¹⁸;

¹²B-45, HQT-13, doc. 1, p. 51, R. 33.1 : «Le processus pour la vente de réserve 10 minutes avec l'Ontario à l'interconnexion ON est passé en mode commercial. Un avis à cet effet a été publié par le Transporteur sur le site OASIS le 15 octobre 2015 et également par l'IESO.»

¹³ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 258, m. Perrachon

¹⁴ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 260, m. Perrachon

¹⁵ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 259 et 260, m. Perrachon

¹⁶ B-0051, HQT-13, doc. 6, p. 9, R. 4.1

¹⁷ B-0027, HQT-10, doc.1, p. 5

¹⁸ C-GRAME-009, p. 14

20. Tel que précisé en audience par monsieur Perrachon, des programmes aux cinq ou quinze minutes auraient l'avantage de permettre d'intégrer l'énergie éolienne en temps opportun¹⁹;

21. Par ailleurs, Me Lise Duquette soulignait avec justesse que les nouvelles dispositions de la Loi sur la Régie de l'énergie²⁰ (art. 71.1 et 71.2 LRE) ne permettent pas l'exportation des surplus, considérant que «la fourniture d'électricité par le Distributeur doit être exclusivement aux fins du marché québécois»²¹;

22. À cet égard, m. Perrachon indiquait en réponse qu'indirectement, l'intégration d'énergie éolienne aurait comme effet de libérer la production des centrales du Producteur²². Le site internet d'Hydro-Québec indique qu'Hydro-Québec Production achète la totalité de la production de 31 parcs éoliens appartenant à des producteurs indépendants pour 2857 MW²³. Ainsi la revente d'énergie éolienne par le Producteur via la programmation intra-horaire constitue également une avenue possible;

23. Ces possibilités énoncées dans le rapport du GRAME pourraient constituer un gain du point de vue environnemental et sur la réduction des émissions des gaz à effet de serre si cette énergie permet ultimement de remplacer l'utilisation d'énergies fossiles ou plus polluantes sur les marchés externes;

24. En réponse à une question du procureur de la Régie, Me De Repentigny, le témoin du Transporteur a confirmé qu'il devrait apporter des modifications aux articles 13.8 et 14.6 des Tarifs et conditions pour permettre la programmation aux 5 minutes²⁴, ces demandes de modifications ayant avantage à être déposées en temps opportun, tel que mentionné par Me Duquette de la formation²⁵;

Recommandation :

25. En lien avec les recommandations de monsieur Perrachon permettant d'améliorer certaines pratiques du Transporteur concernant la commercialisation de son réseau, le GRAME recommande au Transporteur de traiter de ces enjeux en amont du processus de commercialisation, soit lors de la panification de son réseau de transport (HQT-9, doc. 1)

¹⁹ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 261-262, m. Perrachon

²⁰ Art. 71.1 et 71.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* :

«**71.1.** La fourniture d'électricité est destinée exclusivement à la satisfaction des besoins des marchés québécois.

Ces besoins sont satisfaits en priorité par la fourniture d'électricité autre que patrimoniale vendue au distributeur d'électricité, puis lorsque cette fourniture est écoulee, par l'électricité patrimoniale.

71.2. La fourniture d'électricité pour les besoins des marchés québécois, à compter du 1^{er} janvier 2014, ne peut être différée; la fourniture différée avant cette date doit être achetée avant le 28 février 2027 par Hydro-Québec, en tant que distributeur d'électricité.»

²¹ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 268, Q. 316, Me Lise Duquette

²² A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 268-269

²³ Site Web Hydro-Québec : <http://www.hydroquebec.com/production/>, Autres sources d'approvisionnement (au 31 décembre 2014)

²⁴ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 180-181, Q. 235 et 236, M. Clermont

²⁵ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 182, Q. 238, Me Duquette

dans le cadre du Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport d'Hydro-Québec prévu à l'Appendice K des Tarifs et conditions du Transporteur²⁶;

26. En réponse aux questions en audience, les témoins ont indiqué que ces questions n'avaient pas été abordées lors des rencontres du 27 mars et du 13 novembre 2015²⁷;

27. L'Appendice K des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec prévoit notamment :

«Le processus d'information et d'échanges doit comprendre des rencontres annuelles dans une démarche d'ouverture et de transparence envers l'ensemble de la clientèle, par l'échange d'information favorisant l'élaboration de solutions compatibles avec le développement optimal du réseau de transport.

Le Transporteur doit faire rapport, une fois par année, à la Régie des rencontres tenues dans le cadre de ce processus.»²⁸;

28. Dans la mesure où le rapport devant être présenté à la Régie n'est pas encore disponible lors des audiences portant sur la demande tarifaire du Transporteur²⁹, empêchant ainsi toute question de la part des intervenants sur ce rapport, on peut se questionner sur l'ouverture et la transparence du Transporteur à l'égard de ce processus;

29. En audience, le président du banc, Me Turgeon, a longuement référé à la décision D-2012-010 par laquelle la Régie a approuvé l'introduction de l'annexe K au texte des Tarifs et conditions du Transporteur dans le cadre du dossier R-3669-2008, phase 2³⁰;

30. Dans cette décision, la Régie énonçait :

«[312] Considérant les divers outils réglementaires déjà en place mentionnés ci-dessus, les particularités du marché de gros au Québec caractérisé par un nombre limité de participants, les spécificités du réseau du Transporteur, ainsi que la capacité de ce dernier à répondre aux demandes de service conformes aux Tarifs et conditions, la Régie conclut qu'il n'est pas requis de prévoir et de codifier au texte des Tarifs et conditions l'ensemble des éléments constituant le processus de planification du Transporteur et les divers principes y afférents.

[313] La Régie retient, toutefois, le besoin exprimé par certains intervenants, notamment les clients du Transporteur, à l'effet de mieux comprendre les divers intrants liés à la planification. Ces intrants comprennent, entre autres, les critères de conception utilisés, les méthodologies employées pour la planification du réseau et dans la réalisation des études d'impact, ainsi que les modalités de prise en compte des besoins des clients.

²⁶ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 263, Mme Nicole Moreau

²⁷ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 46, R. 49-50, m. Sylvain Clermont

²⁸ Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, Appendice K, extrait, par. 2 et 3

²⁹ Notes sténo du 26 novembre 2015, p. 46, R. 48, m. Clermont : «*Il est en cours de rédaction. On prévoit probablement d'ici une semaine ou deux, là, mais il est en cours de rédaction.*»

³⁰ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 269-273, Me Turgeon

[314] La Régie retient également que les clients souhaitent être impliqués en temps opportun dans un processus ouvert et transparent et ainsi avoir la possibilité de tenir des échanges significatifs avec le Transporteur préalablement à l'élaboration de sa planification.

[315] La Régie est d'avis que la mise en place d'un cadre d'échanges ouvert et consacré aux aspects liés à la planification du réseau est justifiée dans les circonstances. Par la présentation des plans d'évolution des actifs tenant compte à la fois des besoins exprimés par les clients et du développement prévu du réseau, ces échanges permettront une meilleure compréhension des solutions à moyen et long termes telles que les envisage le Transporteur.

[316] La mise en place d'un tel cadre d'échanges doit donner aux clients du service de transport l'opportunité de tenir des discussions en temps opportun avec le Transporteur lui permettant d'en tenir compte dans son exercice de planification. Ces échanges et discussions se tiendront dans un cadre autre que celui d'un dossier réglementaire.» (notre souligné);

31. En ce sens, le GRAME recommande à la Régie d'orienter le Transporteur à aborder les enjeux suivants dans le cadre du Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport:

-Discuter des opportunités de la programmation intra-horaire pour la clientèle, notamment à l'égard de la commercialisation de l'énergie de production éolienne;

-Discuter de la possibilité d'investissements pour permettre l'augmentation des liaisons à courant continu pour améliorer les échanges avec notamment l'Ontario et le Nouveau-Brunswick, pour la mise en place de la vente de réserves 10 minutes et du partage saisonnier avec l'Ontario;

Interconnexion Québec - New Hampshire

32. Dans ses prévisions d'investissements par catégorie à l'horizon 2025 le Transporteur prévoit des investissements de 14M\$ en 2016 pour une interconnexion générique de 1000 MW³¹;

33. En réponse à une demande en audience, les témoins du Transporteur ont confirmé qu'une demande d'autorisation en vertu de l'article 73 de la Loi serait déposée dans les prochaines semaines pour le projet d'interconnexion Québec – New Hampshire;

34. En audience, des précisions ont été apportées par M. Veci en réponse à une demande de Me Duquette de confirmer si les sommes d'avant-projet qui seraient mises dans un CFR hors base, portent intérêt³². Bien que les propos de M. Veci semblent confirmer qu'elles

³¹B-0024, HQT-9, doc. 1, page 28, Tableau 7, section 2.3 interconnexions

³² A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 225, Me Duquette, Q, 277 : « [...]Je pense qu'un CFR hors base, comme son nom l'indique, indique que les sommes ne sont pas là. Mais ça ne veut pas dire

portent intérêt, celui-ci indiquait qu'il les comptabilise dans les immobilisations en cours jusqu'à ce qu'elles soient mises en service.³³ Selon les propos de M. Veci, ces frais d'intérêt ne semblent donc pas être associés à un CFR, mais plutôt aux immobilisations en cours;

35. D'ailleurs, on constate que le Tableau portant sur les frais reportés pour les Coûts de mises en service de projets non autorisés n'indique pas de coûts pour l'interconnexion générique de 1000 MW³⁴;

36. Bien que la Régie, dans la décision D-2011-039³⁵, ait accepté un reclassement de 73 M\$ des immobilisations en cours vers la base de tarification pour les actifs reliés à la banque d'appareillage majeur (« BAM »), elle a cependant refusé un tel reclassement pour les actifs stratégiques destinés aux futurs projets d'investissements, et ce pour des raisons d'équité intergénérationnelle :

«6.1.2 RECLASSEMENT DE 32 M\$ ASSOCIÉS AUX ACTIFS STRATÉGIQUES DESTINÉS À DES PROJETS D'INVESTISSEMENTS

[279] La Régie reconnaît le bien-fondé de la stratégie du Transporteur pour garantir la disponibilité des équipements d'appareillage majeur aux moments critiques pour la réalisation des projets d'investissements du Transporteur, afin d'éviter des retards dans la mise en exploitation des projets.

[280] Cependant, la Régie est d'avis que pour l'année témoin 2011, les actifs stratégiques ne servent pas à l'exploitation du réseau de transport. Elle considère que l'inclusion, dans la base de tarification 2011, des actifs stratégiques destinés aux futurs projets d'investissements, ne favoriserait pas un traitement équitable entre les générations de clients.

[281] La Régie juge que la clientèle devrait supporter le coût de ces actifs stratégiques à partir du moment où les projets seront en exploitation. Le reclassement proposé par le Transporteur favoriserait la rémunération d'un actif qui n'est pas utile à la prestation de service pour l'année témoin 2011.

que les sommes qui sont mises dans un tel CFR ne portent pas intérêt. Alors est-ce que vous pourriez confirmer si les sommes qui sont dans l'avant-projet et qui seraient mises dans ce CFR-là portent intérêt?»

³³ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 225-226, M. Veci : « [...] Au niveau de la réglementation de ce que constitue précisément un compte de frais reportés hors base, moi, je peux vous dire que je comptabilise des immobilisations en cours. Donc, l'immobilisation, là, peut-être au bilan, là, on en a pour, je ne sais pas, un milliard (1 G) ou quelque chose comme ça. Jusqu'à temps qu'il soit mis en service, il est dans les immobilisations en cours. (...) Donc, sur cette ligne-là, ce sont les frais financiers qui s'accumulent tout le long de la construction de l'immobilisation avant qu'elle soit mise en service dans la base de tarification. Alors je ne sais pas si je m'exprime bien sur la nature, si ça constitue, ça, un compte hors base ou non, mais c'est ce que je vous offre comme réponse comptable. » (Notre souligné)

³⁴ B-014, HQT-6, doc. 1, page 9, Tableau 4 Frais-reportés Coûts de mises en service de projets non autorisés.

³⁵ R-3738-2010, D-2011-039, p. 63. par. 270

[282] La Régie est d'avis que les actifs stratégiques liés aux projets d'investissements doivent être autorisés sous l'article 73 de la Loi au moment où le projet d'investissement sera soumis à la Régie.

[283] En conséquence, la Régie rejette la demande de reclassement de 32 M\$ proposée par le Transporteur pour l'année témoin projetée 2011.»³⁶;

37. Tel que confirmé par les témoins du Transporteur, cette nouvelle interconnexion de 1128 MW³⁷ constitue un investissement important³⁸, et en référence aux futurs contrats de vente d'énergie qui en découleront pour le Producteur, le porte-parole d'Hydro-Québec indiquait qu'il pourrait s'agir de l'un des plus gros contrats de l'histoire d'Hydro-Québec³⁹;

38. En conclusion, il nous semble que les coûts liés au projet d'interconnexion générique de 1000 MW devraient être comptabilisés dans les CFR des coûts de mises en service de projets non autorisés;

CONCLUSION

39. Les recommandations du GRAME au présent dossier sont en lien avec le décret D-579-2015⁴⁰ qui porte sur le prochain plan stratégique d'Hydro-Québec, selon lequel le gouvernement du Québec, sur recommandation du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et du ministre des Finances, ordonne :

«QUE les renseignements du plan stratégique d'HydroQuébec soient présentés distinctement pour chacun des grands secteurs d'activités de celle-ci, soit la production, le transport et la distribution d'électricité, pour ses activités corporatives et pour ses résultats financiers;

[...]

QUE le plan stratégique portant sur les années 2016- 2020 indique, plus particulièrement, les orientations et stratégies afin de mettre en valeur la contribution d'Hydro-Québec à l'égard des sujets suivants :

[...]

7. l'accroissement des revenus par une activité sur les marchés externes, notamment en ce qui concerne :

a. les opportunités d'achat ou de construction d'infrastructures de production, de transport ou de distribution d'électricité;

b. les prises de participation dans des infrastructures électriques;

c. le développement des marchés d'exportation d'électricité aux États-Unis et au Canada;»;

³⁶ R-3738-2010, D-2011-039, par. 279 à 283

³⁷ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 143, R.190, M. Clermont

³⁸ A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 59

³⁹ C-GRAME-0013

⁴⁰ Décret 579-2015 *Concernant la forme, la teneur et la périodicité du plan stratégique d'Hydro-Québec*, *Gazette officielle du Québec*, Partie 2, 22 juillet 2015, 2383

40. Bien que la Régie ait déterminé qu'il était prématuré de traiter de ce décret au présent dossier à titre d'enjeu⁴¹, on ne peut passer sous silence le fait que le gouvernement du Québec a demandé à Hydro-Québec de lui indiquer, dans son prochain Plan stratégique 2016-2020, les orientations stratégiques lui permettant de mettre en valeur sa contribution à l'égard de l'accroissement des revenus par une activité sur les marchés externes;

41. Tel qu'indiqué par Mme Moreau lors de la présentation du GRAME, l'hydro-électricité est une énergie verte, de faible émission pouvant contribuer à la réduction du bilan en carbone des marchés externes⁴² et dans le contexte actuel de la lutte aux changements climatiques et de la réduction des émissions des GES⁴³, le Transporteur pourrait jouer un rôle important à cet égard;

LE TOUT, respectueusement soumis.

Le 1^{er} décembre 2015.

(s) Geneviève Paquet

Geneviève Paquet, avocate
Procureure pour le GRAME

⁴¹ D-2015-157, p. 9, par. 35

⁴² A-0024, Notes sténographiques du 26 novembre 2015, p. 266, Mme Nicole Moreau

⁴³ <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/infuseur/communiquie.asp?no=3353>: Le gouvernement du Québec a adopté le 27 novembre 2015 la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre la plus ambitieuse du Canada, soit «37,5% sous le niveau de 1990 en 2030».