

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2
PIÈCE NO: C-6-65 EB1
Date: 19 octobre 2010

DEMANDE RELATIVE À LA MODIFICATION DES
TARIFS ET CONDITIONS DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC
À COMPTER DU 1^{ER} JANVIER 2009

NO : R-3669-2008, Phase 2

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

-et-

ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.,
(ci-après « EBMI »)

Intervenante

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 19 octobre 2010
Pièces n°: NON cotée

**PLAN D'ARGUMENTATION RELATIVEMENT À L'OBJECTION
QUANT À LA PRODUCTION DU RAPPORT D'EXPERTISE DE MONSIEUR CRAIG ROACH
DU 28 SEPTEMBRE 2010**

**A. CHRONOLOGIE DES ÉLÉMENTS FACTUELS DU DOSSIER DES PLAINTES P-130-001/P-130-003
ET DU PRÉSENT DOSSIER TARIFAIRE R-3669-2008, PHASE 2**

1. En date du 29 juillet 2008, le Transporteur dépose sa demande relative à la modification des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2009 incluant une demande relative à la modification des Tarifs et conditions des services de transport.
2. En date du 11 septembre 2008, la Régie rend sa décision D-2008-116 quant aux sujets à débattre dans le dossier tarifaire (**Onglet 1**) La Régie mentionne aux pages 6 et 7 :

« Conformément à la décision D-2008-019, les impacts qui découlent des ordonnances 890 et 890A de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) sur la tarification et, le cas échéant, sur la répartition des coûts font partie des sujets à débattre.

Toutefois, concernant le texte des *Tarifs et conditions des services de transport* (Tarifs et conditions), un grand nombre de modifications proposées par le Transporteur sont justifiées par leur conformité à ces ordonnances.

Comme mentionné dans la décision D-2007-08, la Régie s'attend à ce que les propositions de modifications du texte des Tarifs et conditions soient accompagnées d'une preuve suffisamment élaborée pour en comprendre la teneur et la portée.

Dans le cas sous étude, il n'est pas suffisant d'affirmer que la proposition de modifications est en conformité avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC. Le Transporteur doit expliquer en quoi elle est conforme et ce qui justifie son inclusion au texte des Tarifs et conditions.

La Régie considère que la preuve au dossier est insuffisante pour permettre, à l'intérieur du présent calendrier d'audience, un examen adéquat des modifications proposées. Dans les circonstances, la Régie ne retient pas, dans l'immédiat, comme sujet à

débatte, les modifications au texte des Tarifs et conditions qui ne sont justifiées que par l'harmonisation avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC.

La Régie communiquera ultérieurement avec les participants pour déterminer le mode procédural le plus approprié pour le traitement de ce sujet. »

(Nos soulignés)

3. En fonction de cette décision, les impacts qui découlent des ordonnances 890 et suivantes de la FERC ayant un impact sur la tarification devaient être entendus en Phase 1, alors que les autres propositions de modifications en conformité avec les ordonnances 890 et suivantes de la FERC faisaient l'objet de la Phase 2. Ainsi, en Phase 2, les sujets à être traités ne devaient pas avoir d'impact tarifaire. Or, notre prétention est à l'effet que les changements de coordination des ATCs proposés par le Transporteur pourraient avoir un impact tarifaire.
4. En date du 22 septembre 2008, par lettre procédurale, la Régie confirmait que les impacts découlant des ordonnances 890 et 890A de la FERC, tant sur la structure des tarifs qu'en matière de répartition des coûts, feraient partie des sujets à débattre dans la phase 1 du dossier tarifaire alors que les modifications détaillées qui seraient apportées au texte des Tarifs et conditions en lien avec les impacts découlant des ordonnances de la FERC seraient traitées dans une phase ultérieure. (Onglet 2)
5. Conformément à ce qui précède, la Régie demandait au Transporteur de scinder en deux sous-sections la preuve sur les modifications au texte des Tarifs et conditions en fonction des commentaires précédents.
6. Pour donner suite à cette décision, le Transporteur, en date du 30 septembre 2008, scindait en deux sous-sections sa preuve sur les modifications au texte des Tarifs et conditions (pièce HQT-12, Document 4 de la Phase 1) en isolant les modifications découlant de l'harmonisation avec les ordonnances de la FERC 890 et 890A des autres modifications proposées. Ainsi, à la section 1 de cette même pièce le Transporteur indiquait : « modifications proposées aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec autres que celles découlant des ordonnances 890 et 890A de la FERC, sauf celles de nature tarifaire ».
7. Pour ce qui est de la section 2, le Transporteur référerait aux « modifications proposées aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec en conformité avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC. »
8. Il est à noter que pour ce qui est de l'appendice C-1, le Transporteur avait répertorié ce sujet sous la section 2 en indiquant « En conformité avec les ordonnances 890 et 890-A de la FERC, nouveau texte reprenant tous les points demandés pour le calcul des capacités de transfert. » Cette classification laissait donc présumer que la modification recherchée n'avait pas d'impact de nature tarifaire selon le Transporteur.
9. Le Transporteur ne prévoyait alors pas de modifications liées à la coordination des ATCs avec les réseaux voisins dans le cadre de sa demande pour l'annexe C et C-1.

10. Tel que nous entendons le démontrer dans le présent dossier, en date du 23 décembre 2008, le Transporteur transmet un avis sur OASIS à l'effet que dans le contexte de l'ordonnance 890 de la FERC, le Transporteur entreprendra en 2009 des travaux en vue d'aligner les capacités de transit affichées sur OASIS, avec celles affichées sur les réseaux voisins. (**Onglet 3**)
11. En date du 12 février 2009, la Régie rendait sa décision procédurale visant à encadrer la phase 2 du présent dossier tarifaire (Décision D-2009-008, **Onglet 4**). Tel qu'il appert de cette décision, les objectifs et la nature des réformes visés par les ordonnances 890, 890A et 890B de la FERC ainsi que les problématiques associées à celles-ci sont au cœur du présent dossier. La Régie ajoute à la page 3 :

« Le Transporteur devra présenter les orientations et les solutions qu'il propose, avec justifications à l'appui, et préciser en quoi les modifications s'appliquent au contexte québécois de transport d'électricité. Il devra, de plus, préciser l'impact sur le régime réglementaire et sa clientèle, soit les clients du service de point à point, du service en réseau intégré et du service pour l'alimentation de la charge locale. La Régie souhaite également que soient identifiés les articles des Tarifs et conditions visés par chacune des orientations et solutions proposées. »
12. EBMI participe à la première phase du présent dossier tarifaire qui se termine par la décision partielle, phase 1, du 5 mars 2009 (D-2009-015).
13. Le 27 mars 2009, le Transporteur dépose le complément de preuve suite à cette décision procédurale (D-2009-015) qui ne fait toujours pas référence à la coordination des ATCs avec les réseaux voisins dans le cadre de sa demande pour l'annexe C et C-1.
14. En date du 24 avril 2009 (D-2009-051, **Onglet 5**), la Régie rend sa décision sur les demandes d'intervention dans le présent dossier. Elle résume de la façon suivante l'objectif de la Phase 2 :

« Cette phase 2 a pour objet d'examiner les modifications proposées par Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) au texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Tarifs et conditions) en lien avec les ordonnances 890 et 890A (890B) de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). »
15. Dans cette décision D-2009-05, la Régie reconnaît à EBMI son statut d'intervenant en indiquant :

« [11] La Régie accepte les demandes de statut d'intervenant déposées par EBMI, NHL et OPG. Ces intéressés sont des clients du Transporteur. Les modifications au texte des Tarifs et conditions sont susceptibles d'affecter directement leurs activités. »

(Nos soulignés)
16. Le 3 juillet 2009, le Transporteur dépose, à titre de contre-expertise, les rapports de monsieur Judah Rose et du Docteur Ren Orans.
17. Tel que nous entendons le démontrer dans cette cause, faisant suite à l'avis publié par le Transporteur sur OASIS le 23 décembre 2008, le Transporteur indique le 8 juillet 2009 sur le site OASIS « qu'il harmonise ses capacités de transport ferme disponibles avec celles des réseaux voisins afin que les réservations de transport de ses clients soient

réalisables en tout temps en fonction des capacités de transport des réseaux voisins ». **(Onglet 6 en liasse)**

18. Dans la nouvelle cause tarifaire R-3738-2010, à la pièce HQT-10, document 1, pages 5 et 6, le Transporteur confirme qu'il a déjà mis en place depuis le 8 juillet 2009 une méthode de coordination des capacités de transport disponibles avec les réseaux voisins. **(Onglet 6 en liasse)**
19. Nous estimons que ces faits sont des plus pertinents puisque le Transporteur, par la présente cause tarifaire, demande justement de faire reconnaître une méthode de coordination des ATCs qui, selon nos prétentions, serait appliquée par le Transporteur déjà depuis le 8 juillet 2009.
20. En date du 22 juillet 2009, la Régie accepte la demande de report de l'audience du Transporteur à une date ultérieure à l'audition des plaintes de NLH prévue du 27 octobre au 13 novembre 2009 (D-2009-097).
21. Le 19 février 2010, la Régie informe les intervenants au présent dossier qu'elle reprend ses travaux. L'audience sur les plaintes de NLH s'étant déroulée du 19 janvier au 12 février 2010.
22. Le 15 mars 2010, EBMI dépose une plainte à la Régie à l'encontre d'une décision du Transporteur qui refuse de reconduire deux conventions de service de transport ferme à long terme sur le chemin MATI-HQT-NE (106 MW souscrites en 2007) pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011 (dossier plainte de P-130-001).
23. Le 25 mars 2010, la Régie rend une ordonnance de sauvegarde du consentement des parties pour permettre à EBMI de continuer à utiliser les services de transport ferme sur le chemin MATI-HQT-NE à partir du 1^{er} avril 2010, et ce, jusqu'à la date la plus éloignée entre le 31 mars 2011 ou jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue dans le dossier P130-001.
24. Le 30 avril 2010, la Régie tient une rencontre préparatoire dans le cadre du présent dossier tarifaire.
25. Le 21 mai 2010, le Transporteur demande la suspension de l'audition du dossier de la plainte P-130-001 dans l'attente de la décision finale à intervenir dans le cadre du présent dossier tarifaire.
26. Le 11 juin 2010, la Régie, dans le cadre du dossier P-130-001, rejette cette demande de suspension dans sa décision D-2010-075. Nous y reviendrons de façon plus exhaustive ci-après.
27. En date du 23 juin 2010, soit après le dépôt de la plainte dans le dossier P-130-001, le Transporteur dépose une mise à jour de certaines de ses pièces dans le présent dossier tarifaire dont les fiches sur les modifications proposées aux Tarifs et conditions incluant des modifications à l'article 2.2 des Tarifs et conditions ainsi qu'à l'appendice C-1 en sus des modifications qui avaient déjà été proposées le 27 mars dernier. Ces ajouts aux différents amendements se retrouvent en couleur bleue dans les documents déposés (voir la pièce HQT-2, Document 2). Le Transporteur réfère alors à la notion de coordination des ATCs.

28. Au niveau de l'appendice C-1, l'on retrouve notamment la modification suivante : « Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre les réseaux du Transporteur et un réseau voisin, cette capacité correspond à la moins élevée des valeurs de capacité suivantes : « (1) la capacité de réception (ou de livraison) ferme avant prise en compte des ETC du réseau voisin, et (2) la capacité de réception (ou de livraison) ferme avant prise en compte des ETC du Transporteur. »
29. Suite au refus du Transporteur de reconduire d'autres conventions de service de transport ferme d'EBMI sur les chemins ON-HQT-NE (200 MW souscrites en 2009), EBMI émettait en date du 8 juin 2010 une deuxième plainte (dossier P-130-003) comportant des conclusions similaires à la première plainte. Les deux dossiers de plaintes ont été administrés en fonction d'une preuve commune.
30. Une mesure similaire de sauvegarde a été consentie dans le cadre de cette deuxième plainte et ce, pour valoir du 22 octobre 2010 jusqu'à la date de la décision finale dans le dossier P-130-003.
31. En date du 17 septembre 2010, la Régie prenait les dossiers des plaintes (P-130-001 et P-130-000) en délibéré.

B. OBJECTIFS RECHERCHÉS DANS LE DOSSIER DES PLAINTES (P-130-001 ET P-130-003) PAR OPPOSITION AU PRÉSENT DOSSIER TARIFAIRES

32. Tel qu'indiqué dans notre correspondance du 30 septembre 2010, il existe des distinctions importantes entre le dossier des plaintes déposé par EBMI dans les dossiers P-130-001 et P-130-003 d'une part et d'autre part, le présent dossier tarifaire. Il s'agit effectivement de deux débats distincts.
33. Le débat dans le dossier des plaintes concerne différents enjeux d'harmonisation en fonction des Tarifs et conditions actuels. Essentiellement, les questions en litige étaient les suivantes :
 - Le Transporteur pouvait-il imposer une harmonisation des ATCs (modifier ses ATCs à la baisse) sans obtenir préalablement l'autorisation de la Régie dans le cadre d'un processus tarifaire ? (Il y a lieu de préciser qu'un des impacts de l'harmonisation des ATCs qui s'applique depuis le 8 juillet 2009 est de réduire du côté québécois la capacité de transport ferme de 800 MW pour l'interconnexion de la Nouvelle-Angleterre. En effet, cette capacité de transfert est passée de 2 000 MW à 1 200 MW suite à l'avis du 8 juillet 2009.)
 - Si cette modification n'exigeait pas l'approbation de la Régie dans le cadre d'un dossier tarifaire, le Transporteur a-t-il respecté les droits de renouvellement de EBMI en fonction de l'article 2.2 actuel des Tarifs et conditions, soit la notion du « rollover right » ou droit à la continuation du service.
 - Le Transporteur avait-il l'obligation d'appliquer l'article 13.6 actuel des Tarifs et conditions afin d'allouer sur une base « prorata » les ATCs restants suite à la réduction des ATCs?
34. Conformément à la portée de l'article 98 de la Loi, les questions en litige dans le cadre des plaintes avaient comme objectif de vérifier si l'application des Tarifs et conditions alors en vigueur avait été suivie par le Transporteur.

35. Quant au dossier tarifaire, il implique des demandes de modifications futures aux Tarifs et conditions notamment eu égard aux modifications proposées à l'annexe C-1 référant à la méthodologie de détermination des ATCs dans le contexte d'une harmonisation avec les réseaux voisins. En vue des modifications proposées par le Transporteur à son annexe C-1, nous soumettons que l'on ne peut faire abstraction de la méthodologie actuelle du Transporteur et des impacts sur les participants de marché.
36. Dans le présent dossier, nous soumettons que les questions en litige relativement à l'Annexe C-1 sont notamment les suivantes :
- Quels sont les objectifs des amendements recherchés à l'Appendice C-1 (tant à l'égard de ceux de mars 2009 que de ceux de juillet 2010) ?
 - L'harmonisation recherchée par le Transporteur est-elle requise? La Régie possède-t-elle toutes les données requises pour lui permettre de juger de l'opportunité de la coordination recherchée avec les réseaux voisins? La méthodologie proposée pour ce faire est-elle adéquate? Les changements proposés entraînent-ils des impacts tarifaires?
 - Advenant que la Régie considère que le Transporteur a démontré l'opportunité de coordonner les ATCs avec les réseaux voisins selon la méthodologie proposée, quel est le niveau d'ATCs approprié dans le contexte d'une harmonisation ou coordination des ATCs avec les réseaux voisins?
 - Est-ce que les modifications proposées d'harmonisation ou coordination des ATCs ont un impact à l'égard des clients existants et futurs? Si oui, comment la Régie devrait protéger le droit de ces clients (incluant le respect d'obligations assumées en fonction des contrats de service de transport ferme).
 - La méthode proposée par HQT ayant pour effet de réduire les ATCs est-elle conforme aux autres dispositions des Tarifs et conditions (articles 2.2 et 13.6 des Tarifs et conditions)? À cet égard, EBMI se doit de soumettre à la Régie pour fins de compréhension des enjeux, les droits qu'elle invoque dans le dossier des plaintes et les prétentions du Transporteur à cet égard.
 - Existe-t-il des solutions alternatives qui devraient être considérées par la Régie et qui devraient faire l'objet d'ajouts aux Tarifs et conditions pour limiter l'impact d'une réduction des ATCs sur les droits des parties?
37. Ainsi, nous confirmons que la présente intervention d'EBMI vise les amendements futurs que le Transporteur entend faire aux Tarifs et conditions étant bien entendu que dans le cadre d'un dossier tarifaire, la Régie n'a pas compétence pour rendre des décisions de nature purement déclaratoire sur l'interprétation des Tarifs et conditions en vigueur et que d'autre part, en présence d'un différend opposant un client et le Transporteur quant à la portée et l'étendue des Tarifs et conditions, le différend doit être tranché dans le cadre de la procédure d'examen des plaintes. Le but n'est pas de demander à la Régie de préciser ou d'interpréter les dispositions des Tarifs et conditions telles que déjà approuvées.
38. En somme, le dossier des plaintes portait sur un enjeu relatif aux droits de renouvellement de certains contrats de service de transport ferme de EBMI dans le contexte du tarif actuel, alors que dans le dossier tarifaire, il est question de l'impact de

l'harmonisation proposée sur les droits des clients de transport, incluant EBMI, en fonction des modalités des Tarifs et conditions à intervenir à l'égard desquels le Transporteur demande des modifications, de façon prospective.

39. Cette distinction entre les enjeux poursuivis dans le cadre des plaintes (dossiers P-130-001 et P-130-003) et ceux du dossier tarifaire a d'ailleurs fait l'objet d'une décision de la Régie suite à la demande du Transporteur de suspendre les dossiers des plaintes jusqu'à la date de décision finale de la Régie à intervenir dans le présent dossier R-3669-2008, phase 2 (**Onglet 7**).

40. En effet, la Régie indiquait ce qui suit dans la décision D-2010-075, à la page 11:

« [18] Il y a une nette distinction à faire entre vérifier si la décision du Transporteur à l'origine de cette plainte a été prise conformément aux Tarifs et conditions et vérifier si certaines dispositions des Tarifs et conditions, incluant, le cas échéant, celles applicables à la présente plainte, doivent être modifiées, ce qui fera l'objet de l'audience dans le Dossier tarifaire.

[19] S'il y a connexité entre certains sujets faisant l'objet de la présente plainte et ce qui sera discuté dans le Dossier tarifaire, cela tient au fait que le Transporteur, et non EBMI, a choisi de demander ou demandera des modifications aux Tarifs et conditions qui touchent certains sujets qui sont également abordés dans le cadre de la présente plainte.

[20] Par exemple, les parties ont référé la Régie à certaines pièces du Dossier tarifaire où le Transporteur demande de remplacer l'Appendice C des Tarifs et conditions par un nouvel Appendice C-1 portant sur la méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible sur les interconnexions.

[21] À la face même de la présente plainte, la méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible sur les interconnexions semble également être un sujet à la base du différend entre les parties. Cependant, dans le cadre de l'examen de la plainte d'EBMI, la Régie ne sera pas appelée à vérifier l'application de ce nouvel Appendice C-1 mais plutôt le texte de l'appendice C et les autres dispositions des Tarifs et conditions reliées à la décision du Transporteur de refuser la reconduction des conventions de service d'EBMI.

[22] Une distinction doit être faite entre les questions à être débattues dans le cadre de cette plainte — c'est-à-dire l'application correcte des Tarifs et conditions dans leur teneur au moment où le Transporteur a pris la décision à l'origine de cette plainte — et celles qui seront discutées dans le Dossier tarifaire — c'est-à-dire la question de savoir si les modifications que le Transporteur veut introduire dans le Dossier tarifaire, notamment au niveau de la méthodologie pour évaluer la capacité de transfert sur les interconnexions et la coordination de cette évaluation avec les réseaux voisins — sont acceptables et quelle en sera la date d'application.

[23] La décision que la présente formation rendra dans le cadre de l'examen de la présente plainte ne risque pas d'être en contradiction avec la décision qu'une autre formation rendra dans le Dossier tarifaire, puisqu'elle n'aura pas le même objet. »

(Nos soulignés)

41. EBMI ne peut être privée de faire une preuve adéquate dans le présent dossier sur tout ce qui concerne la question de la coordination des ATCs pour le seul motif qu'elle a contesté le droit du Transporteur de l'implanter unilatéralement en fonction des Tarifs et

conditions en vigueur. EBMI devrait pouvoir faire valoir toutes ses préoccupations à l'égard des changements proposés, d'autant plus qu'elle a elle-même plaidé dans le dossier des plaintes que de tels changements devaient faire l'objet d'un débat dans le cadre d'une cause tarifaire.

42. Il faut rappeler que les amendements requis aux Tarifs et conditions dans ce dossier sont proposés par le Transporteur et non par EBMI, tel que le mentionnait la Régie dans la décision D-2010-075.

C. DESCRIPTION DU RAPPORT DE MONSIEUR CRAIG ROACH

43. Toute la première portion du rapport de monsieur Roach intitulée « The harmonization of ATC issue » traite des amendements que le Transporteur demande à la Régie de faire à l'égard de l'annexe C-1 des Tarifs et conditions (voir les paragraphes 5 à 39 du rapport de monsieur Roach).
44. Dans cette section du rapport, monsieur Roach questionne les objectifs poursuivis par le Transporteur relativement à sa demande d'harmonisation des ATCs, s'interroge sur le niveau adéquat des ATCs qui devrait être considéré si l'harmonisation est requise pour ensuite s'interroger quant aux conséquences de l'harmonisation des ATCs. L'argument est à l'effet que c'est le Transporteur qui aurait dû être en mesure de justifier les raisons qui le motivent à mettre de l'avant ce changement de détermination des ATCs et les ajouts proposés en couleur bleue à l'annexe C-1 des Tarifs et conditions.
45. Dans la portion relative aux impacts possibles découlant d'une harmonisation, notre expert traite de la question des droits de renouvellement (article 2.2 des Tarifs et conditions) ainsi que de la question de la réduction au *pro rata* des services de transport ferme en vertu de l'article 13.6 des Tarifs et conditions. (Paragraphes 41 à 69 du rapport)
46. L'objectif de ces sections est de démontrer, à titre d'exemple, qu'une telle harmonisation a nécessairement des impacts sur les droits des clients et que ceux-ci doivent être considérés avant d'accepter toute modification à l'annexe C-1. Il y a également un impact tarifaire potentiel (23M\$ uniquement EBMI) qui doit être pris en compte par la Régie dans le cadre d'une cause tarifaire.
47. Il est vrai que cette portion du rapport de monsieur Roach concernant les articles 2.2 et 13.6 des Tarifs et conditions est similaire à ce qui a été soumis dans le cadre des plaintes, mais celle-ci est présentement offerte à la Régie afin d'expliquer les impacts futurs des changements que le Transporteur demande d'effectuer aux Tarifs et conditions actuels.
48. EBMI ne demande pas de détermination quant à la portée des articles 2.2 et 13.6 des Tarifs et conditions actuels, ce débat ayant effectivement fait l'objet du dossier des plaintes. Lorsqu'il est fait référence à la notion de violation de ses droits, l'objectif est d'expliquer à la Régie la nature de ses prétentions pour démontrer les impacts possibles des changements proposés dans le dossier tarifaire.
49. Par ailleurs, la section sur l'article 2.2 des Tarifs et conditions est aussi pertinente au débat en fonction des modifications que l'on demande d'apporter à cet article (nouvel article 2.2) dans le cadre du présent dossier tarifaire, notamment la décision du Transporteur d'enlever le terme « nouveau » avant l'expression « client admissible ».

50. L'explication de la portée de l'article 2.2 des Tarifs et conditions actuels est également pertinente dans le cadre de la question de la planification du réseau de transport et l'obligation de déposer une annexe K (paragraphe 51 et 80).
51. La section sur l'article 13.6 des Tarifs et conditions est pour sa part pertinente au débat puisque si la Régie accepte la méthodologie d'harmonisation des ATCs proposée par le Transporteur, celle-ci devra considérer l'opportunité de modifier ses Tarifs et conditions afin que s'assure que la répartition des ATCs restants se fasse de façon juste, équitable et efficace d'un point de vue économique.
52. EBMI devrait être en droit de soumettre la preuve qu'elle juge nécessaire, d'autant plus que cette preuve est pertinente, afin de pouvoir contester les modifications aux Tarifs et conditions proposés par le Transporteur surtout dans le contexte où ces modifications ont un impact certain sur l'exercice de ses droits.
53. Contrairement aux prétentions du Transporteur, l'objectif n'est pas de faire un « même débat devant une seconde formation dont l'objet serait la démonstration que le Transporteur a agi en violation de ses Tarifs et conditions. »
54. Si le Transporteur recherche des modifications à l'annexe C-1, c'est qu'il se sent obligé de le faire.

D. LES CRITÈRES À CONSIDÉRER POUR DÉTERMINER DE LA RECEVABILITÉ DU RAPPORT DE L'EXPERT MONSIEUR CRAIG ROACH

55. Tout d'abord, la Régie doit évaluer la recevabilité du rapport de monsieur Roach en fonction des sujets à débattre dans le présent dossier. Tel qu'indiqué précédemment, la phase 2 a pour objet d'examiner les modifications proposées par le Transporteur au texte des Tarifs et conditions qui seraient en lien avec les ordonnances 890 et suivantes de la FERC. Dans ce contexte, il faut également considérer les objectifs poursuivis par les réformes et les impacts de celles-ci sur la clientèle du Transporteur.
56. Dans sa décision D-2010-080 du 22 juin 2010 (**Onglet 8**), la Régie rappelle ce qui est pertinent au présent dossier à la page 7 :

« [24] De façon générale, la Régie autorise les questions qui sont pertinentes au présent dossier et en lien avec l'harmonisation des dispositions des Tarifs et conditions avec les ordonnances 890, 890A, 890B, 890C et 890D de la FERC (les Ordonnances). La Régie permet donc les questions portant sur les modifications proposées par le Transporteur dans sa preuve, mais également celles visant à comprendre les motifs qui ont amené le Transporteur à ne pas retenir certaines modifications en lien avec les Ordonnances. »
57. Les sujets traités par l'expert dans son rapport font partie des sujets à débattre dans le cadre du présent dossier et sont pertinents à l'étude que devra effectuer la Régie dans le cadre de la présente cause tarifaire.
58. Par ailleurs, il est faux de prétendre, tel que le fait le Transporteur dans sa lettre du 30 septembre 2010, que « les faits, constats et dénonciations d'expert Roach dans son rapport phase 2 se fondent sur une preuve relative à ces plaintes qui ne fait pas partie de la phase 2 ».
59. En effet, ces faits, constats et dénonciations sont mis en preuve par le biais du rapport de monsieur Roach ou le seront par le biais des contre-interrogatoires des témoins du

Transporteur ou encore par le biais du Panel d'EBMI. Ces faits sont clairement pertinents dans le contexte de la détermination de l'opportunité des amendements recherchés par le Transporteur dans le cadre de l'harmonisation des ATCs prévue à la nouvelle annexe C-1.

60. Voir également les décisions D-2006-156 (**Onglet 9**) et D-2008-145 (**Onglet 10**) et qui réfère aux critères de pertinence.
61. L'objectif qui est recherché est également de permettre à la Régie d'avoir devant elle la preuve la plus complète et la plus exhaustive possible (D-2009-139).

3. **SOLUTION ALTERNATIVE**

62. De façon subsidiaire et afin d'éviter toute forme d'ambiguïté relativement à la portée de l'intervention de EBMI dans le présent dossier tarifaire, nous joignons une copie du rapport indiquant ce qui pourrait être retiré ou modifié. (**Onglet 11**)
63. En effet, tel qu'indiqué précédemment, l'intention de EBMI n'est pas de demander à la Régie une nouvelle détermination des conclusions recherchées dans le cadre du dossier des plaintes. L'objectif est d'expliquer les positions respectives des parties sur les dispositions 2.2 et 13.6 des Tarifs et conditions et les répercussions de ces positions dans le contexte des amendements recherchés.

Montréal, le 18 octobre 2010

(S) Gowling Lafleur Henderson

GOWLING LAFLEUR HENDERSON, S.E.N.C.R.L., s.r.l.
Procureurs de l'intervenante
BROOKFIELD ENERGY MARKETING INC.

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-116

R-3669-2008

11 septembre 2008

PRÉSENTS :

Richard Carrier
Lucie Gervais
Jean-François Viau
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

**Décision sur les sujets à débattre et les demandes
d'intervention**

*Demande relative à la modification des tarifs et conditions
des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er}
janvier 2009*

Intéressés :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. INTRODUCTION

La présente décision porte sur les sujets à débattre, les demandes d'intervention, les budgets prévisionnels et le calendrier d'audience relatifs à la demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec au 1^{er} janvier 2009.

2. HISTORIQUE

Le 29 juillet 2008, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative à la modification des tarifs et conditions des services de transport. Le Transporteur dépose, sous pli confidentiel, trois pièces au dossier.

Le 6 août 2008, la Régie rend la décision procédurale D-2008-100 et l'avis public y prévu paraît le 9 août 2008.

Du 18 au 22 août 2008, la Régie reçoit les demandes d'intervention. Le Transporteur émet ses commentaires sur celles-ci le 28 août 2008. La FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ et S.É./AQLPA transmettent leur réplique le 3 septembre 2008. Ce même jour, l'UMQ dépose une demande d'intervention amendée.

3. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie a reçu les demandes d'intervention de onze intéressés¹ pour le présent dossier.

À la lumière des demandes d'intervention, des commentaires du Transporteur et des répliques des intéressés, la Régie apporte les précisions suivantes quant au traitement de certains sujets à débattre.

¹ ACEF de Québec, AIEQ, AQCIE/CIFQ, EBMI, FCEI, GRAME, OC, RNCREQ, S.É./AQLPA, UC, UMQ.

3.1 PRÉCISIONS SUR CERTAINS SUJETS À DÉBATTRE

La Régie a pris connaissance des diverses demandes des intéressés. Pour des raisons d'efficience dans le traitement du présent dossier, la Régie a choisi de limiter la portée de certains sujets pour en permettre un examen approprié.

POLITIQUE FINANCIÈRE ET TAUX DE RENDEMENT

Les fondements méthodologiques liés à la détermination du taux de rendement et du coût de la dette ne seront pas inclus dans les sujets à débattre dans la présente audience. La Régie entend se concentrer sur le suivi des exigences contenues dans les décisions D-2008-019² et D-2007-08³.

POLITIQUE DE RABAIS

La Régie entend limiter l'examen de ce thème aux conclusions qu'elle a formulées dans le dernier dossier tarifaire du Transporteur :

« La Régie est ouverte à examiner une proposition ciblée portant sur un projet-pilote de mise à l'encan de quantités limitées en période hors pointe, accessible à tous les clients du Transporteur et à toutes les transactions. Le projet pilote pourrait prévoir, notamment :

- *L'adoption des heures hors pointe des réseaux voisins;*
- *Les modalités détaillées de mise à l'enchère de quantités limitées pour les services non fermes sur une base hebdomadaire ou mensuelle;*
- *La comptabilisation des informations sur les quantités réservées, leur durée, les prix applicables et les revenus qui en découleront »⁴.*

Ainsi, tout autre sujet que l'examen d'un projet pilote de politique de rabais est exclu de la présente audience.

² Dossier R-3640-2007, 15 février 2008, page 83.

³ Dossier R-3605-2006, 20 février 2007, page 52.

⁴ Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, 15 février 2008, page 93.

RÉPARTITION DES COÛTS

L'examen de ce thème portera sur l'application de la méthodologie de répartition des coûts retenue par la Régie dans la décision D-2006-66⁵ et les sujets mentionnés dans les conclusions formulées par la Régie dans le dernier dossier tarifaire du Transporteur⁶. Les sujets à débattre au présent dossier porteront ainsi sur :

- la conformité avec la méthodologie de répartition des coûts retenue par la Régie dans la décision D-2006-66⁷;
- la justification de l'hypothèse retenue par le Transporteur pour le facteur d'utilisation du service de point à point de long terme;
- la répartition du coût de l'interconnexion avec l'Ontario;
- le traitement du financement d'ajouts au réseau par des engagements d'achats donnant lieu à des achats de service de point à point de court terme.

COMPTE D'ÉCART DES REVENUS DE POINT À POINT

Concernant le compte d'écart des revenus de point à point, la Régie n'entend pas réexaminer les modalités qui ont fait l'objet d'une décision dans le dossier tarifaire précédent⁸. Seul le suivi de la décision D-2008-019⁹ fera l'objet des sujets à débattre.

POLITIQUE DES AJOUTS

La Régie entend traiter de ce sujet dans le présent dossier. Entre autres, elle inclut à l'ordre du jour de la présente audience les diverses préoccupations qu'elle a émises dans les décisions D-2007-141¹⁰, D-2008-030¹¹, D-2008-073¹² relatives à certains dossiers d'investissement et dans la décision D-2008-019¹³.

⁵ Dossier R-3549-2004, Phase II, 18 avril 2006.

⁶ Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, pages 88, 94 et 95.

⁷ Dossier R-3549-2004, Phase II, 18 avril 2006.

⁸ Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, 15 février 2008, pages 29 à 31.

⁹ Dossier R-3640-2007, 15 février 2008, pages 30 à 32.

¹⁰ Dossier R-3631-2007, 18 décembre 2007.

¹¹ Dossier R-3646-2007, 7 mars 2008.

¹² Dossier R-3656-2008, 21 mai 2008.

¹³ Dossier R-3640-2007, 15 février 2008.

CONTRIBUTION MAXIMALE DU TRANSPORTEUR POUR LES POSTES DE DÉPART

L'examen des contributions maximales du Transporteur pour les postes de départ se limitera aux suivis de la décision D-2008-036 rendue dans le dossier R-3626-2007 où la Régie s'exprimait comme suit :

« En ce qui concerne les cas où plus d'un palier de transformation est requis, la Régie comprend que le Transporteur entend parfaire ses connaissances relativement aux coûts des projets éoliens d'ici au printemps 2008. La Régie demande, en conséquence, au Transporteur de faire rapport sur les conclusions de son analyse et de sa réflexion en la matière dans son prochain dossier tarifaire.

Enfin, la Régie partage l'avis des intervenants sur l'importance de mettre à jour la Contribution, sur une base régulière. Un examen de l'évolution des coûts sous-jacents doit être effectué et les données devront être rendues disponibles dans le cadre des dossiers tarifaires du Transporteur »¹⁴.

Les sujets à débattre se limiteront donc, d'une part, à la mise à jour de la contribution des postes de départ et, d'autre part, à l'établissement de la contribution maximale du Transporteur dans le cas où plus d'un palier de transformation est requis. Tout débat de fond portant sur la méthode d'établissement de la contribution maximale du Transporteur pour les postes de départ ne nécessitant qu'un seul palier de transformation est exclu de la présente audience.

MARCHÉ HORS QUÉBEC ET IMPACT SUR LES TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT

Conformément à la décision D-2008-019, les impacts qui découlent des ordonnances 890 et 890A de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) sur la tarification et, le cas échéant, sur la répartition des coûts font partie des sujets à débattre.

Toutefois, concernant le texte des *Tarifs et conditions des services de transport*¹⁵ (Tarifs et conditions), un grand nombre de modifications proposées par le Transporteur sont justifiées par leur conformité à ces ordonnances.

¹⁴ Décision D-2008-036, dossier R-3626-2007, 14 mars 2008, page 13.

¹⁵ Approuvés par la Régie de l'énergie conformément à la décision D-2008-045, dossier R-3626-2007, en date du 1^{er} avril 2008.

Comme mentionné dans la décision D-2007-08¹⁶, la Régie s'attend à ce que les propositions de modifications du texte des Tarifs et conditions soient accompagnées d'une preuve suffisamment élaborée pour en comprendre la teneur et la portée.

Dans le cas sous étude, il n'est pas suffisant d'affirmer que la proposition de modifications est en conformité avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC. Le Transporteur doit expliquer en quoi elle est conforme et ce qui justifie son inclusion au texte des Tarifs et conditions.

La Régie considère que la preuve au dossier est insuffisante pour permettre, à l'intérieur du présent calendrier d'audience, un examen adéquat des modifications proposées. Dans les circonstances, la Régie ne retient pas, dans l'immédiat, comme sujet à débattre, les modifications au texte des Tarifs et conditions qui ne sont justifiées que par l'harmonisation avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC.

La Régie communiquera ultérieurement avec les participants pour déterminer le mode procédural le plus approprié pour le traitement de ce sujet.

SUIVI DES REPRÉSENTATIONS ANTÉRIEURES

Enfin, plusieurs intéressés ont l'intention de présenter un suivi de leurs représentations dans les dossiers antérieurs. La Régie considère que ce type d'exercice, le cas échéant, doit, pour être jugé pertinent, être succinct et en lien avec les sujets retenus au présent dossier.

3.2 OPINION SUR LES DEMANDES D'INTERVENTION ET BUDGETS

La Régie juge que tous les demandeurs de statut d'intervenant ont démontré leur intérêt à intervenir dans le présent dossier. Toutefois, la Régie émet les réserves et précisions suivantes.

De manière générale, la Régie observe que le total des frais prévus par les intéressés pour leur intervention dans le présent dossier est élevé. Il totalise plus de 700 000 \$.

À des fins d'efficacité du processus, la Régie invite les intéressés à échanger de sorte que soit favorisé, lorsque possible, le recours à une expertise commune.

¹⁶ Dossier R-3605-2006, 20 février 2007, page 78.

Pour ce qui est de la reconnaissance du statut d'expert, la Régie demande aux intervenants de compléter ou produire, le cas échéant, leur demande de reconnaissance de statut de témoin expert ou d'expert-conseil conformément à l'article 29 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*¹⁷ (le Règlement). La Régie s'attend, notamment, à ce que la description du mandat confié à l'expert soit suffisamment explicite et précise le lien avec les sujets à débattre. Toute contestation du Transporteur se fera par écrit, dans les délais prévus à l'article 30 du Règlement. À cet effet, les intervenants devront déposer leurs demandes de reconnaissance de statut d'expert au plus tard le **17 octobre 2008 à 12 h**.

GRAMÉ

La Régie partage la position du Transporteur à l'effet que les sujets énumérés par le GRAMÉ aux paragraphes 8 et 9 de sa demande, dont l'étude des investissements demandés par le Transporteur et des besoins d'investissements en pérennité des actifs, relèvent du dossier R-3670-2008. Ces sujets ne constituent pas des sujets à débattre au présent dossier.

En ce qui concerne le développement d'expertises en télécommunications, la Régie entend limiter le débat à l'examen de la conformité de la proposition du Transporteur avec l'exigence de la décision D-2008-019¹⁸.

Enfin, la Régie partage également le point de vue du Transporteur à l'effet que l'examen des mesures d'efficacité du groupe Technologie déborde largement l'intérêt du GRAMÉ. La Régie invite ce dernier à cibler, comme évoqué dans sa réplique, ses propositions à cet égard sur les sujets directement en lien avec son intérêt.

RNCREQ

En ce qui concerne la proposition de l'intervenant d'aborder la tarification du service horaire pendant les heures de pointe et hors pointe, la Régie n'entend pas reprendre, dans le présent dossier, le débat concernant la structure des tarifs de court terme. Elle est cependant ouverte à faire l'examen d'une proposition de projet pilote de politique de rabais qui s'appliquerait à la structure des tarifs existants.

¹⁷ (2006) 138 G.O. II, 2279.

¹⁸ Dossier R-3640-2007, 15 février 2008, page 70.

S.É./AQLPA

Compte tenu des thèmes admissibles que S.É./AQLPA entend aborder, la Régie considère excessif le montant des frais prévus. Elle se questionne sur la pertinence de trois expertises au dossier. Elle demande à l'intéressé de tenir compte des remarques qui suivent.

Bien que la prévision de la demande constitue un élément inhérent à un dossier tarifaire, la méthodologie de la prévision et les modalités du compte d'écart ont déjà fait l'objet de décisions antérieures.

Quant à la répartition du coût de service entre la charge locale et la charge de point à point, la Régie est d'opinion que S.É./AQLPA n'a pas démontré, dans sa demande d'intervention, un intérêt suffisant à cet égard.

Concernant le sujet relié au coût différentiel des pertes de transport associées au choix entre des variantes d'ajouts au réseau, l'intervenant n'a pas convaincu la Régie d'un lien suffisant entre cet enjeu et son intérêt. De plus, le fait qu'il ait été un intervenant dans le dossier R-3646-2007 ne saurait justifier, à lui seul, son intérêt à intervenir sur le sujet retenu au présent dossier.

Concernant la contribution maximale du Transporteur pour le remboursement des postes de départ, la Régie décrit à la section précédente les sujets à débattre. Elle demande donc à l'intervenant de s'y conformer.

3.3 CONFIDENTIALITÉ

Le Transporteur demande le traitement confidentiel des pièces suivantes :

- HQT-3, document 1.1 Rapport du groupe Accenture sur l'évolution de la maintenance;
- HQT-9, document 1.2 Schéma unifilaire du réseau et schémas d'écoulement de puissance;
- HQT-10, document 8.1 Schéma unifilaire joint normalement à une entente de raccordement concernant les projets de moins de 25 M\$.

Deux affirmations solennelles sont produites. L'une concerne la pièce HQT-3, document 1.1 et l'autre les pièces HQT-9, document 1.2 et HQT-10, document 8.1.

L'ACEF de Québec demande à la Régie de consulter, aux conditions que celle-ci jugera raisonnables et justes, les pièces HQT-9, document 1.2 et HQT-10, document 8.1. L'intervenante souhaite aussi pouvoir consulter la pièce HQT-3, document 1.1 ou, à tout le moins, disposer d'une version abrégée présentant objectivement l'état de la maintenance chez le Transporteur.

Le Transporteur soumet que, dans l'éventualité où la Régie accueille sa demande de traitement confidentiel, il permettrait, à certaines conditions, aux intervenants qui en feront la demande, d'accéder aux documents confidentiels en signant une entente de confidentialité et de non-divulgence avec le Transporteur selon les modalités établies dans les dossiers R-3592-2005, R-3606-2006, R-3631-2007, R-3640-2007 et R-3646-2007.

La Régie invite les intervenants à transmettre, le cas échéant, leurs commentaires sur les demandes de traitement confidentiel soumises, au plus tard le **16 septembre 2008 à 12 h**. Le Transporteur aura jusqu'au **18 septembre à 12 h** pour y répondre.

3.4 CALENDRIER D'AUDIENCE

La Régie informe les participants de l'échéancier suivant :

ÉCHÉANCES	ÉTAPES DU PROCESSUS
25 septembre 2008, 12 h	Demandes de renseignements au Transporteur
14 octobre 2008, 12 h	Réponses du Transporteur aux demandes de renseignements
29 octobre 2008, 12 h	Preuve des intervenants
11 novembre 2008, 12 h	Demandes de renseignements aux intervenants
18 novembre 2008, 12 h	Réponses des intervenants aux demandes de renseignements
24 novembre 2008, 9 h	Début de l'audience

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCORDE le statut d'intervenant à ACEF de Québec, AIEQ, AQCIE/CIFQ, EBMI, FCEI, GRAME, OC, RNCREQ, S.É./AQLPA, UC et UMQ avec les précisions énoncées à la présente décision;

FIXE le calendrier prévu à la section 3.4 de la présente décision.

Richard Carrier
Régisseur

Lucie Gervais
Régisseur

Jean-François Viau
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M^e Sébastien Leblond;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin et M^e Pierre Legault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

Montréal, le 22 septembre 2008

Par courrier électronique

Destinataires : Tous les participants

Objet : Demande du Transporteur afin de modifier ses tarifs et conditions des services de transport à compter du 1^{er} janvier 2009

Dossier de la Régie : R-3669-2008

La présente lettre fait suite à la décision D-2008-116 rendue dans le dossier mentionné en titre et dans laquelle la Régie s'exprimait comme suit :

« Conformément à la décision D-2008-019, les impacts qui découlent des ordonnances 890 et 890A de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) sur la tarification et, le cas échéant, sur la répartition des coûts font partie des sujets à débattre ».

Par ailleurs, en ce qui concerne les modifications au texte des Tarifs et conditions, elle mentionnait :

« La Régie considère que la preuve au dossier est insuffisante pour permettre, à l'intérieur du présent calendrier d'audience, un examen adéquat des modifications proposées. Dans les circonstances, la Régie ne retient pas, dans l'immédiat, comme sujet à débattre, les modifications au texte des Tarifs et conditions qui ne sont justifiées que par l'harmonisation avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC.

La Régie communiquera ultérieurement avec les participants pour déterminer le mode procédural le plus approprié pour le traitement de ce sujet ».

À cet égard, la Régie juge opportun d'apporter les précisions suivantes.

Les impacts qui pourraient découler des ordonnances 890 et 890A de la FERC, tant sur la structure des tarifs qu'en matière de répartition des coûts, font partie des sujets à débattre dans le présent dossier. Les intervenants pourront donc produire des demandes de renseignements au Transporteur et déposer une preuve sur ces impacts, conformément au calendrier fixé par la Régie dans la D-2008-116.

Toutefois, en ce qui a trait aux modifications détaillées qui seraient apportées au texte des Tarifs et conditions en lien avec les impacts découlant des ordonnances de la FERC, la Régie prévoit traiter de cette question dans le présent dossier, mais lors d'une phase ultérieure. Les modalités procédurales associées à leur examen seront fixées ultérieurement, après consultation auprès des participants.

Quant aux autres modifications au texte des Tarifs et conditions, elles seront traitées de façon habituelle, à l'intérieur du calendrier fixé par la Régie.

Afin de faciliter l'examen et la poursuite du dossier, la Régie demande au Transporteur de scinder en deux sous-sections la preuve sur les modifications au texte des Tarifs et conditions présentée à la pièce HQT-12, document 4 en isolant les modifications découlant de l'harmonisation avec les ordonnances de la FERC des autres. Le Transporteur devra également déposer une version du texte des Tarifs et conditions qui exclut les modifications découlant de ces ordonnances.

La Régie demande au Transporteur de déposer une preuve amendée au plus tard le **1^{er} octobre 2008**.

Veuillez agréer l'expression de nos sentiments distingués.

Véronique Dubois, avocate
Secrétaire de la Régie de l'énergie

VD/pl

Coordination des capacités de transit

Dans le contexte de l'ordonnance 890 de la FERC, le Transporteur entreprendra en 2009 des travaux en vue d'aligner les capacités de transit affichées sur OASIS, avec celles affichées sur les réseaux voisins. Au fur et à mesure de la progression des travaux, les nouvelles valeurs de transit seront affichées.

À compter de la publication du présent avis, le Transporteur analysera toute nouvelle demande de service de transport sur ses interconnexions en tenant compte des limites sur les réseaux voisins.

Coordination of Transit Capacities

In light of FERC Order 890, the Transmission Provider will undertake work in 2009 to align capacities posted on its OASIS site with those posted on neighboring systems. New capacity values will be posted as work progresses.

As of the posting of this notice, the Transmission Provider will study any new request for transmission service over its interconnections taking into account limits on neighboring systems.

2008-12-23

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2009-008

R-3669-2008

12 février 2009

PRÉSENTS :

Richard Carrier
Lucie Gervais
Jean-François Viau

Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision procédurale

*Demande de modification des tarifs et conditions des services
de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2009*

Phase 2

1. DEMANDE

Le 29 juillet 2008, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31, 32, 48, 49, 50, 51, et 164.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative à la modification des tarifs et conditions des services de transport.

Dans cette demande, le Transporteur propose à la Régie d'approuver certaines modifications au texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*² (Tarifs et conditions) afin de l'adapter au contexte commercial prévalant en Amérique du Nord et de mieux répondre aux attentes de sa clientèle. Entre autres, le Transporteur fait référence à l'adoption, par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), des ordonnances 890 et 890A.

Un avis public est publié le 9 août 2008.

Dans la décision D-2008-116³, la Régie accorde le statut d'intervenant à 11 intéressés. Dans cette même décision, la Régie conclut que la preuve au dossier est insuffisante pour permettre, à l'intérieur du calendrier d'audience de la première phase du dossier, un examen adéquat des modifications proposées par le Transporteur. En conséquence, la Régie décide de ne pas retenir, comme sujet à débattre, les modifications au texte des Tarifs et conditions qui ne sont justifiées que par l'harmonisation avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC. Elle prévoit communiquer ultérieurement avec les participants pour déterminer le mode procédural le plus approprié pour traiter ce sujet.

Dans une lettre du 22 septembre 2008, la Régie informe les participants que les modifications au texte des Tarifs et conditions en lien avec les ordonnances 890 et 890A de la FERC seront traitées lors d'une phase ultérieure. Afin de faciliter l'examen et la poursuite du dossier, la Régie demande alors au Transporteur de scinder en deux sous-sections la preuve sur les modifications au texte des Tarifs et conditions en isolant les modifications découlant de l'harmonisation avec les ordonnances de la FERC, des autres modifications.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² Approuvés par la Régie de l'énergie conformément à la décision D-2008-045, dossier R-3626-2007, en date du 1^{er} avril 2008.

³ Décision D-2008-116, dossier R-3669-2008.

Le 8 octobre 2008, la Régie précise que les modifications proposées aux annexes 4 et 5 du texte des Tarifs et conditions (Services de compensation d'écart de réception et de livraison) font partie des sujets à débattre lors de la phase 1 mais que le libellé sera discuté lors d'une phase ultérieure du dossier.

La présente décision vise à mettre en place la procédure encadrant la phase 2 du présent dossier tarifaire.

2. PREUVE DU TRANSPORTEUR

La Régie demande au Transporteur de lui soumettre, au plus tard le **12 mars 2009 à 12 h**, une preuve plus élaborée permettant de situer les modifications qu'il propose au texte des Tarifs et conditions, en lien avec les ordonnances de la FERC.

Plus précisément, la Régie s'attend à ce que le Transporteur fournisse un aperçu descriptif des objectifs et des réformes visés par les ordonnances 890, 890A et 890B de la FERC, en faisant part des problématiques associées à chacune de ces réformes.

Le Transporteur devra présenter les orientations et les solutions qu'il propose, avec justifications à l'appui, et préciser en quoi les modifications s'appliquent au contexte québécois de transport d'électricité. Il devra, de plus, préciser l'impact sur le régime réglementaire et sa clientèle, soit les clients du service de point à point, du service en réseau intégré et du service pour l'alimentation de la charge locale. La Régie souhaite également que soient identifiés les articles des Tarifs et conditions visés par chacune des orientations et solutions proposées.

Enfin, la Régie demande au Transporteur, de présenter, sous forme de tableau, pour chacune des modifications proposées au texte des Tarifs et conditions, les éléments suivants :

- le texte original de l'article des Tarifs et conditions à modifier;
- le texte proposé en identifiant les modifications;
- les références aux dispositions pertinentes des ordonnances de la FERC ainsi que de l'Open Access Transmission Tariff (OATT) pro forma découlant de ces ordonnances;
- la justification de la modification proposée.

La Régie demande au Transporteur de déposer les trois ordonnances de la FERC, de même que l'OATT pro forma qui en découle. Ces documents devront être produits sous format électronique et exceptionnellement, la Régie n'en requiert que trois copies papier.

3. PROCÉDURE

La Régie poursuit l'audience publique du dossier tarifaire du Transporteur. À cette fin, elle demande au Transporteur d'afficher, dans les meilleurs délais, l'avis concernant la phase 2 joint à la présente décision, sur son site OASIS.

3.1 DEMANDES D'INTERVENTION

Les intervenants reconnus dans la décision procédurale D-2008-116 devront transmettre une nouvelle demande d'intervention s'ils désirent participer à la phase 2 du dossier R-3669-2008. Toute autre personne désirant participer à la phase 2 du dossier R-3669-2008 devra produire une demande d'intervention.

La demande d'intervention doit être transmise à la Régie et au Transporteur au plus tard le **25 février 2009 à 12 h** et doit contenir les informations exigées au *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*⁴ (le Règlement) dont le texte est accessible sur le site Internet de la Régie et à son Centre de documentation.

Tout intéressé doit identifier les sujets précis dont il veut traiter et indiquer en quoi son apport contribuera aux délibérations de la Régie.

Toute contestation, par le Transporteur, des demandes de statut d'intervenant devra être faite par écrit et déposée à la Régie au plus tard le **4 mars 2009 à 12 h**. Toute réplique d'un intéressé visé par une telle contestation devra être déposée au plus tard le **6 mars 2009 à 16 h**.

⁴ (2006) 138 G.O. II, 2279.

3.2 BUDGET PRÉVISIONNEL OU DE PARTICIPATION

Tout intéressé qui prévoit présenter à la Régie une demande de paiement de frais doit joindre à sa demande d'intervention un budget préparé conformément aux dispositions du *Guide de paiement de frais des intervenants*⁵ (le Guide) en utilisant les formulaires prescrits disponibles sur le site Internet de la Régie.

La Régie prévoit deux (2) jours d'audience de cinq (5) heures pour traiter la demande. Elle retient pour la préparation des budgets prévisionnels les bornes maximales établies au Guide. À titre indicatif, le nombre d'heures de préparation pour les avocats ainsi que pour les experts et analystes est établi sur la base des ratios prévus dans la décision D-2008-100⁶.

En lieu et place d'un budget prévisionnel préparé selon les balises fixées ci-dessus, un intéressé peut demander à la Régie un budget de participation tel que décrit au Guide⁷ en incluant une justification de cette demande.

La date limite pour le dépôt des budgets est précisée au calendrier ci-après. Le cas échéant, la Régie se prononcera ultérieurement sur le caractère raisonnable des budgets soumis.

4. CALENDRIER

La Régie informe les parties de l'échéancier et des instructions suivantes :

⁵ Décision D-2003-183, dossier R-3500-2002.

⁶ Dossier R-3669-2008.

⁷ Guide, section 3.1, annexe, page 4.

25 février 2009, 12 h	Demandes d'intervention incluant les budgets prévisionnels ou de participation
4 mars 2009, 12 h	Commentaires du Transporteur sur les demandes d'intervention
6 mars 2009, 16 h	Répliques aux commentaires sur les demandes d'intervention
12 mars 2009, 12h	Dépôt du complément de preuve du Transporteur
22 et 23 juin 2009 (25 et 26 juin 2009 si nécessaire)	Période réservée pour l'audience et les plaidoiries ⁸

La Régie fixera ultérieurement un échéancier concernant les demandes de renseignements et le dépôt de la preuve des intervenants.

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*;

CONSIDÉRANT le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*;

La Régie :

DEMANDE au Transporteur d'afficher, dans les meilleurs délais, l'avis ci-joint sur son site OASIS;

FIXE pour la phase 2 du dossier R-3669-2008, le calendrier prévu à la section 4 de la présente décision;

DONNE les instructions suivantes au Transporteur et aux intéressés :

- transmettre leur documentation écrite en quinze (15) copies au Secrétariat de la Régie ainsi qu'une copie au Transporteur et à chaque intervenant,

⁸ Les audiences se dérouleront de 9h à 12h et de 13h à 15h.

- transmettre leur documentation écrite par courrier électronique ou sur cédérom ou disquette format MS Word, version 6 ou supérieure, ou format WordPerfect, version 6 ou supérieure,
- transmettre leurs données chiffrées en format Excel.

Richard Carrier
Régisseur

Lucie Gervais
Régisseur

Jean-François Viau
Régisseur

Hydro-Québec représentée par M^c F. Jean Morel et M^c Carolina Rinfret.

AVIS
Régie de l'énergie

DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC (R-3669-2008) – PHASE 2

La Régie de l'énergie (la Régie) tient une audience publique à Montréal pour étudier la phase 2 de la demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) dans le dossier R-3669-2008. La demande du Transporteur ainsi que les documents afférents sont disponibles sur le site Internet de la Régie au www.regie-energie.qc.ca et à son centre de documentation au 800, place Victoria, 2^e étage, bureau 2.55, à Montréal.

LA DEMANDE

La phase 2 du dossier R-3669-2008 consiste à examiner la demande du Transporteur d'approuver des modifications au texte des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec découlant de l'harmonisation avec les ordonnances 890, 890A et 890B de la Federal Energy Regulatory Commission.

DEMANDES D'INTERVENTION

Toute personne désirant participer à cette audience doit être reconnue comme intervenant. Les demandes d'intervention doivent être transmises à la Régie et au Transporteur au plus tard le **25 février 2009 à 12 h** et doivent contenir les informations exigées au *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie* ainsi que dans la décision D-2009-008. Ces documents sont accessibles sur le site Internet de la Régie et à son centre de documentation.

Pour toute information supplémentaire, il est possible de communiquer avec la Régie, par téléphone, par télécopieur et par courrier électronique.

Le Secrétaire

Régie de l'énergie

800, place Victoria, bureau 2.55

Montréal (Québec) H4Z 1A2

Téléphone : 514 873-2452 ou sans frais 1 888-873-2452

Télécopieur : 514 873-2070

Courriel : greffe@regie-energie.qc.ca

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2009-051

R-3669-2008
(PHASE 2)

24 avril 2009

PRÉSENTS :

Richard Carrier
Lucie Gervais
Jean-François Viau
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision sur les demandes d'intervention

*Demande relative à la modification des tarifs et conditions
des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er}
janvier 2009 (Phase 2)*

Intéressés :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. INTRODUCTION

[1] Le 12 février 2009, la Régie rend la décision D-2009-008 qui vise la mise en place de la procédure encadrant la phase 2 du dossier tarifaire R-3669-2008. Cette phase 2 a pour objet d'examiner les modifications proposées par Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) au texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Tarifs et conditions) en lien avec les ordonnances 890 et 890A (890B) de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

[2] Dans cette décision, la Régie demande au Transporteur de déposer une preuve plus élaborée permettant de situer les modifications qu'il propose au texte des Tarifs et conditions, en lien avec les ordonnances de la FERC, selon les précisions apportées par la Régie.

[3] La Régie demande également à tout intéressé de transmettre une demande d'intervention en identifiant les sujets précis dont il veut traiter et indiquer en quoi son apport contribuera aux délibérations de la Régie.

[4] La Régie reçoit les demandes d'intervention des intéressés suivants : l'ACEF de Québec, EBMI, le GRAME, NLH, OPG, le RNCREQ, S.É./AQLPA, l'UC et l'UMQ.

[5] Le 4 mars 2009, le Transporteur dépose ses commentaires sur les demandes d'intervention. Certains intervenants répliquent aux commentaires du Transporteur.

[6] Le 27 mars 2009, le Transporteur dépose le complément de preuve demandé par la Régie dans sa décision procédurale D-2009-015.

[7] Le 1^{er} avril 2009, la Régie demande aux intéressés qui ont manifesté leur intérêt à agir à titre d'intervenant de compléter leur demande d'intervention en fonction du complément de preuve déposé par le Transporteur.

[8] Le 9 avril 2009, les intervenants suivants complètent leur demande d'intervention : l'ACEF de Québec, EBMI, le GRAME, NLH, le RNCREQ et l'UC. Le 16 avril 2009, le Transporteur émet ses commentaires auxquels le RNCREQ réplique le 17 avril 2009.

[9] La présente décision porte sur les demandes d'intervention ainsi que sur les budgets prévisionnels et de participation relatifs à la phase 2 du dossier R-3669-2008.

2. OPINION DE LA RÉGIE SUR LES DEMANDES D'INTERVENTION

[10] La Régie a reçu des demandes d'intervention de neuf personnes intéressées à participer à la phase 2 du dossier tarifaire du Transporteur. Parmi ces demandes, sept sont accompagnées de budgets prévisionnels.

EBMI, NHL et OPG

[11] La Régie accepte les demandes de statut d'intervenant déposées par EBMI, NHL et OPG. Ces intéressés sont des clients du Transporteur. Les modifications au texte des Tarifs et conditions sont susceptibles d'affecter directement leurs activités.

L'ACEF de Québec, l'UC et l'UMQ

[12] La Régie accorde le statut d'intervenant à l'ACEF de Québec, l'UC et l'UMQ. L'intérêt de ces derniers à intervenir au dossier est, par nature, indirect puisque c'est le Distributeur qui est le client du Transporteur. Toutefois, étant donné le grand nombre d'articles des Tarifs et conditions visés par des modifications, dont certains concernent spécifiquement le Service de transport pour l'alimentation de la charge locale, la Régie juge utile de permettre, au présent dossier, la participation de ces intéressés puisqu'ils représentent des groupes de consommateurs qui pourraient, ultimement, être affectés par ces modifications. À des fins d'efficacité du processus, la Régie invite les intéressés à échanger entre eux de sorte que soit évité un dédoublement de preuve.

Le RNCREQ

[13] La Régie accorde le statut d'intervenant au RNCREQ. Selon la Régie, ce regroupement est susceptible d'apporter une contribution utile pour l'examen du dossier, le témoin expert retenu par l'intéressé ayant été reconnu comme « *expert en réglementation des réseaux de transport sur le volet de la réglementation de la FERC* » dans plusieurs dossiers dont R-3640-2007, R-3605-2006 ainsi que lors de la phase 1 du présent dossier. Par ailleurs, la Régie accueille favorablement le regroupement de cet intéressé avec l'UC pour la présentation d'une expertise commune. En conséquence, la Régie accorde le statut d'intervenant au RNCREQ.

Le GRAME et S.É./AQLPA

[14] La Régie note que ces deux intéressés comptent intervenir sur des enjeux reliés aux services de compensation d'écarts de réception et de livraison. La Régie considère que les questions de fond relatives à ce sujet ont été réglées lors de la phase 1 du présent dossier. La Régie juge qu'il n'y a pas matière à reconnaître l'intérêt du GRAME ni de S.É./AQLPA à participer à l'examen des modalités d'application et d'implantation de l'approche retenue quant au prix de référence applicables pour ces services¹.

[15] Par ailleurs, la Régie permet l'intervention du GRAME et de S.É./AQLPA sur les autres sujets identifiés mais leur demande de se limiter aux enjeux comportant un lien étroit avec leur intérêt.

Demande de reconnaissance de statut d'expert

[16] Les intervenants qui prévoient requérir les services d'un témoin expert doivent demander une reconnaissance de statut d'expert par écrit. La Régie précisera, à la suite de la rencontre préparatoire prévue le 30 avril 2009, les modalités applicables à ces demandes.

¹ Décision D-2009-015, dossier R-3669-2008, page 111.

Budgets de participation

[17] La Régie prend note des sept budgets prévisionnels déposés par les intervenants et des deux demandes de budgets de participation déposées par EBMI et le RNCREQ.

[18] La Régie accorde le budget de participation demandé par EBMI, compte tenu de la nature de son intervention.

[19] La Régie accorde également le budget de participation demandé par le RNCREQ. En particulier, la Régie prend en considération le fait que les frais concernés par ce budget de participation ont trait à une expertise commune avec l'UC.

[20] Toutefois, la Régie rappelle que, tel que précisé dans la décision D-2003-183², le budget de participation est sujet, comme le budget prévisionnel, à l'appréciation de l'utilité de la participation de l'intervenant lorsque ses frais réels sont soumis à la Régie pour approbation.

[21] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCORDE le statut d'intervenant à l'ACEF de Québec, EBMI, le GRAME, NLH, OPG, le RNCREQ, S.É./AQLPA, l'UC et l'UMQ;

² Dossier R-3500-2002, page 9.

ACCORDE à EBMI le budget de participation demandé, sous réserve de l'appréciation par la Régie de l'utilité de l'intervention;

ACCORDE au RNCREQ le budget de participation demandé, sous réserve de l'appréciation par la Régie de l'utilité de l'intervention.

Richard Carrier
Régisseur

Lucie Gervais
Régisseur

Jean-François Viau
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par Me André Turmel;
- Ontario Power Generation Inc. (OPG) représentée par M^e Louise Cadieux;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Stratégies Énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

Harmonisation des capacités de transport

Le présent avis fait suite à l'avis publié par le Transporteur sur OASIS le 23 décembre 2008.

A compter d'aujourd'hui, le Transporteur harmonise ses capacités de transport ferme disponibles avec celle des réseaux voisins afin que les réservations de transport de ses clients soient réalisables en tout temps en fonction des capacités de transport des réseaux voisins. Les capacités de transport pour chaque chemin sur l'horizon des treize prochains mois sont affichées sur le site OASIS du Transporteur.

Aucune réservation de transport ferme existante au moment de la publication de cet avis n'est affectée par cette harmonisation. Toutes nouvelles demandes de service de transport ferme incluant les demandes de renouvellement seront évaluées en fonction des nouvelles valeurs de capacité ferme affichées par le Transporteur.

8 juillet 2009

Harmonization of Transfer Capability

This notice follows the OASIS notice posted by the Transmission Provider on December 23, 2008.

As of today, the Transmission Provider is harmonizing its NATC values with those of neighboring systems so that its customers can at all times make transmission reservations based on the transfer capabilities of neighboring systems. Transfer capability for each path over the next 13 months is posted on the Transmission Provider's OASIS site.

No firm transmission reservation existing at the time this notice is posted will be affected by this harmonization. All new firm transmission service requests, including renewals, will be evaluated based on the new NATC values posted by the Transmission Provider.

July 8, 2009

**COMMERCIALISATION
DES SERVICES DE TRANSPORT**

1 **1. CONTEXTE**

2 Le Transporteur est responsable de fournir et de commercialiser les services de
3 transport à l'ensemble de sa clientèle, conformément aux dispositions de la *Loi sur la*
4 *Régie de l'énergie* (la « Loi ») et des *Tarifs et conditions des services de transport*
5 *d'Hydro-Québec* (les « *Tarifs et conditions* ») approuvés par la Régie dans ses
6 décisions D-2010-032 et D-2010-041.

7 Le Transporteur propose de poursuivre l'offre de service de transport pour
8 l'alimentation de la charge locale, le service de transport en réseau intégré et les
9 services de transport de point à point. Dans cette demande, le Transporteur soumet à
10 la Régie une révision de sa politique d'ajouts au réseau et de la méthode de suivi des
11 engagements d'achat.

12 Le contexte commercial dans lequel œuvre le Transporteur est caractérisé
13 principalement par les besoins du Distributeur et par l'accroissement des demandes
14 de réservation de service de transport de point à point à long terme. Depuis le dépôt
15 de la demande tarifaire 2010 (dossier R-3706-2009), les principaux éléments
16 retenant l'attention sont :

- 17 • Du côté de la réglementation américaine, la Federal Energy Regulatory
18 Commission (FERC) a émis les ordonnances 717-A, 717-B et 717-C portant
19 sur les normes de conduite des transporteurs et l'ordonnance 890-D émise en
20 réponse à la demande de révision de l'ordonnance 890-C. Par ailleurs, la
21 FERC a approuvé certaines règles de fiabilité.
- 22 • En ce qui a trait au service de transport au Québec, le Transporteur a mis en
23 place une méthode de coordination des capacités de transport disponibles
24 avec les réseaux voisins.
- 25 • La nouvelle interconnexion avec l'Ontario de 1 250 MW a été mise en
26 opération complète à compter du 4 juin 2010.
- 27 • Enfin, le Transporteur permet la vente de réserves vers l'Ontario.

28 Dans la dernière partie de ce document, le Transporteur fait état des relations
29 commerciales qu'il entretient avec sa clientèle, notamment via son système OASIS.

1 **2. MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ**

2 **2.1 Marchés hors Québec**

3 Depuis le dépôt de la demande tarifaire 2010 du Transporteur (dossier R-3706-2009)
4 en juillet 2009, la FERC a surtout été active dans le domaine des normes de conduite
5 et de la fiabilité. Depuis le mois d'octobre 2009, la FERC a émis trois ordonnances
6 clarifiant les normes de conduite des transporteurs qu'elle avait émis en 2008 : les
7 ordonnances 717-A, 717-B et 717-C. Ces ordonnances clarifient plusieurs aspects
8 des normes édictées par la FERC soit les définitions des notions de fonction et
9 d'employé de transport, de fonction et d'employé de commercialisation,
10 l'indépendance de fonctionnement, la transparence et la formation. Elle a aussi
11 poursuivi l'approbation des normes de fiabilité présentées par la NERC. En novembre
12 2009, répondant aux demandes de révision de l'ordonnance 890-C de certains
13 intervenants, la FERC a émis l'ordonnance 890-D, afin de clarifier son orientation
14 quant au type de service de transport à utiliser et la méthode de dé-désignation des
15 ressources dans le cas des ventes externes faites par des clients en réseau intégré.

16 Le Transporteur évalue présentement l'impact de ces ordonnances sur ses propres
17 *Tarifs et conditions* et continue de suivre l'évolution de l'Open Access Transmission
18 Tarif (« OATT ») de la FERC afin d'évaluer les améliorations applicables au contexte
19 québécois.

20 **2.2 Marché au Québec**

21 Le Transporteur a mis en place un protocole de coordination avec les réseaux voisins
22 de New York, de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle Angleterre afin
23 d'harmoniser ses capacités affichées de transport fermes disponibles (ATC). Ce
24 protocole est implanté en deux étapes : la première, en place depuis le 8 juillet 2009
25 permet une coordination hebdomadaire des capacités de transport alors que la
26 seconde, qui sera mise en place lors du déploiement du nouvel OASIS, permettra
27 une coordination quotidienne. Les capacités de transport non-fermes, quant à elles,
28 ne sont pas coordonnées et leurs valeurs demeurent inchangées.

29 La nouvelle interconnexion avec l'Ontario de 1250 MW, qui avait été
30 progressivement mise en service commercial à compter du mois de juillet 2009, a été

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2010-075

P-130-001

11 juin 2010

PRÉSENTS :

Marc Turgeon

Richard Lassonde

Louise Pelletier

Régisseurs

Énergie Brookfield Marketing Inc.

Demanderesse

et

Hydro-Québec

Défenderesse

Décision interlocutoire sur la demande de suspension de
l'audience et décision procédurale

Plainte déposée en vertu de l'article 86 de la Loi sur la
Régie de l'énergie

DÉCISION

1. INTRODUCTION

[1] Le 15 mars 2010, Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) dépose une plainte à la Régie de l'énergie (la Régie) à l'encontre d'une décision d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur). Dans cette décision, le Transporteur refuse la demande d'EBMI de reconduire les deux demandes de service de transport annuel sur le chemin MATI-HQT-NE pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011.

[2] Le 25 mars 2010, la Régie rend une ordonnance de sauvegarde¹ du consentement des parties pour permettre à EBMI de continuer à utiliser les services de transport ferme sur le chemin MATI-HQT-NE à partir du 1^{er} avril 2010, et ce, jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue dans le présent dossier.

[3] Le 6 avril 2010, le Transporteur transmet à la Régie une partie du dossier d'examen interne de la plainte conformément aux dispositions de l'article 97 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi) en indiquant toutefois que certaines pièces confidentielles n'y figurent pas, le Transporteur étant dans l'attente de l'autorisation des représentants d'ISO-New England à cet égard.

[4] Le 21 mai 2010, le Transporteur demande la suspension de l'audition de la présente plainte dans l'attente de la décision finale à intervenir dans le cadre du dossier tarifaire R-3669-2008 Phase 2 (ci-après le Dossier tarifaire). Le Transporteur soumet ses arguments dans la même lettre.

[5] Le 28 mai 2010, EBMI informe la Régie qu'elle s'oppose à la demande de suspension du Transporteur et soumet ses arguments à cet égard.

[6] Le 3 juin 2010, le Transporteur soumet ses arguments en réplique à ceux d'EBMI.

[7] Le 7 juin 2010, EBMI ajoute certains commentaires sur cette réplique.

¹ Ordonnance D-2010-031.

² L.R.Q., c. R-6.01.

[8] La Régie reprend ci-après les arguments des parties. La présente décision porte sur la demande de suspension du Transporteur.

2. ARGUMENTATION DU TRANSPORTEUR

[9] Pour justifier sa demande de suspension de l'audition de la présente plainte, le Transporteur soumet essentiellement les arguments suivants :

- Le Transporteur voit une connexité entre les questions soulevées par cette plainte et celles que EBMI et d'autres parties entendent soumettre dans le cadre de l'audition du Dossier tarifaire;
- La décision du Transporteur à la base de la présente plainte est celle d'entreprendre, dans le contexte de l'Ordonnance n° 890 de la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), des travaux en vue d'aligner les capacités de transit affichées sur OASIS (*Open Access Same-Time Information System* ou Système d'information et de réservation de capacité de transport) avec celles affichées sur les réseaux voisins. Par avis sur OASIS, le Transporteur a informé ses clients qu'il analysera toute nouvelle demande de service de transport sur les interconnexions en tenant compte des limites sur les réseaux voisins;
- Le 20 janvier 2010, EBMI a demandé le renouvellement de son service de transport ferme vers la Nouvelle-Angleterre pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011. Le 12 février 2010, le Transporteur a répondu à cette demande en informant EBMI que la capacité demandée n'était plus disponible;
- La Régie a fixé le calendrier de l'audition du Dossier tarifaire par sa décision D-2010-058. Lors de l'audition ayant mené à cette décision, le procureur d'EBMI aurait, selon le Transporteur, fait mention de la question de la mise à jour du Dossier tarifaire à la suite de l'Ordonnance n° 890 de la FERC, et ce, notamment, au niveau de la nouvelle méthode de calcul de l'ATC (*Available Transfer Capability* ou capacité de transport disponible);
- La Régie a reconnu, selon le Transporteur, la connexité entre un dossier tarifaire du Transporteur et un dossier de plainte d'un client du Transporteur dans sa décision

D-2009-097³ et a accepté de suspendre la demande tarifaire pour permettre la tenue, en premier lieu, de l'audience de plaintes;

- Il existe un risque réel de décisions contradictoires dans cette plainte et dans le Dossier tarifaire, puisque les griefs ainsi que les éléments identifiés par EBMI dans ces deux dossiers sont, à toutes fins pratiques, identiques;
- Le chevauchement de l'audience de cette plainte et du Dossier tarifaire causerait certains inconvénients du fait que des témoins du Transporteur témoigneraient dans les deux dossiers sur des sujets similaires et que EBMI ait annoncé un témoignage d'expert dans le Dossier tarifaire. Cela pourrait amplifier le risque de décisions contradictoires;
- Il serait inapproprié, selon le Transporteur, que l'une ou l'autre des parties à la présente plainte utilise l'une ou l'autre des instances, afin de « *se ménager une preuve testimoniale ou documentaire qui soit susceptible d'indisposer la Régie ou les participants à ces audiences* »⁴;
- Le Transporteur évoque la perturbation possible au bon déroulement du Dossier tarifaire en regard des échanges entre EBMI et le Transporteur au présent dossier et vice-versa;
- Le risque de décisions contradictoires et le préjudice que le Transporteur risque de subir en raison du chevauchement des dossiers dépasseraient largement les inconvénients procéduraux que EBMI pourrait subir si la présente plainte était suspendue. EBMI ne subirait aucun préjudice du fait de la suspension de l'audience de la présente plainte en raison de l'ordonnance de sauvegarde citée plus haut;
- Finalement, le Transporteur soumet qu'il n'est pas urgent de traiter la présente plainte et que la demande de suspension est de nature à assurer le respect des règles de justice naturelle et d'équité procédurale.

3. ARGUMENTATION D'EBMI

[10] Le 28 mai 2010, EBMI informe la Régie qu'elle s'oppose à la demande de suspension du Transporteur et demande que le calendrier, discuté entre les procureurs et

³ Dossier R-3669-2008 Phase 2.

⁴ Pièce C-1-4, page 8.

qu'elle propose dans sa lettre du 13 mai 2010, fasse l'objet d'une décision procédurale. L'argumentaire d'EBMI est essentiellement le suivant :

- Le 30 avril 2010, lors de la rencontre préparatoire tenue dans le cadre du Dossier tarifaire, le Transporteur informait les intervenants et la Régie qu'il allait, entre autres, amender ses propositions tarifaires en lien avec l'Ordonnance n° 890 de la FERC;
- Le Transporteur n'aurait cependant toujours pas précisé la nature et l'étendue des modifications additionnelles recherchées dans le Dossier tarifaire;
- EBMI soumet que le Transporteur interprète mal les propos de son procureur lors de la conférence préparatoire tenue dans le Dossier tarifaire. Dans la mesure où le Transporteur n'a pas indiqué, à cette occasion, les modifications additionnelles recherchées à ses Tarifs et conditions, il ne peut prêter au procureur d'EBMI des propos voulant que ce dernier entend aborder les mêmes sujets dans le Dossier tarifaire;
- Il n'y aurait pas de risque de décisions contradictoires dans la présente plainte et dans le Dossier tarifaire, puisque la Régie a déjà statué qu'elle n'avait pas compétence pour rendre des décisions de nature purement déclaratoire et qu'en présence d'un différend opposant un client et le Transporteur quant à la portée et l'étendue des Tarifs et conditions, le différend doit être tranché dans le cadre de la procédure d'examen des plaintes;
- Cette plainte soulève des questions reliées à la détermination et à l'étendue des droits consentis par le Transporteur aux termes des Tarifs et conditions présentement en vigueur et non telles qu'elles pourraient le devenir dans l'avenir;
- Le Dossier tarifaire n'est pas le forum approprié pour demander à la Régie de préciser ou d'interpréter, sur une base purement hypothétique, des dispositions des Tarifs et conditions déjà approuvées (décision D-2008-019⁵);
- Dans le Dossier tarifaire, le Transporteur pourra demander à la Régie d'approuver des modifications à ses Tarifs et conditions de façon prospective et la Régie sera alors en mesure de juger du bien-fondé des changements et de considérer les mesures appropriées requises pour sauvegarder les droits déjà acquis par les clients des services de transport antérieurement aux changements demandés;
- Les Tarifs et conditions, tels qu'approuvés, constituent le contrat entre le Transporteur et EBMI, contrat que cette dernière cherche à faire respecter;

⁵ Dossier R-3640-2007.

- Le Dossier tarifaire n'est pas le forum approprié pour traiter des questions soulevées par les plaintes d'EBMI, à savoir (i) si l'article 2.2 des Tarifs et conditions se limite à accorder une simple priorité de réservation sur toute nouvelle demande concurrente ou un droit à la continuation du service de transport souscrit par EBMI, (ii) si le Transporteur peut, sans l'approbation de la Régie, modifier, limiter, réduire, annuler ou résilier les droits d'EBMI aux termes des Tarifs et conditions ou modifier unilatéralement ces conditions et (iii) si le Transporteur a respecté les dispositions des Tarifs et conditions lors de l'implantation du processus d'harmonisation des capacités de transfert entre réseaux voisins;
- Dans le Dossier tarifaire tel que présentement constitué, les éléments de l'article 2.2 des Tarifs et conditions qui sont en cause dans le cadre de la présente plainte ne sont l'objet d'aucune proposition de modification et les autres dispositions des Tarifs et conditions, à l'exception des propositions concernant l'Annexe C-1, ne font l'objet d'aucune demande de modification pertinente;
- Il n'y aurait pas de risque de décisions contradictoires dans ces dossiers, puisque les éléments identifiés à ces dossiers ne sont pas « *à toutes fins pratiques identiques* »⁶.
- L'audition de cette plainte est prévue en août 2010 alors que le Dossier tarifaire sera entendu en octobre 2010;
- S'il est vrai que certains témoins risquent de participer aux deux dossiers, ceux-ci ne seront pas entendus en même temps et ne témoigneront pas sur les mêmes questions;
- Il serait inapproprié que la Régie, dans le Dossier tarifaire, examine l'opportunité de pallier, par des modifications aux Tarifs et conditions, aux reproches énoncés aux plaintes. La Régie doit d'abord se prononcer sur le bien-fondé des plaintes et déterminer la portée des dispositions en vigueur avant de considérer toute modification à ces dispositions;
- Le Transporteur plaide le contraire de ce qu'il a fait dans le Dossier tarifaire et qui a mené à la décision D-2009-097;
- La Régie ne peut permettre au Transporteur de rendre cette plainte sans objet en déplaçant le débat dans le Dossier tarifaire;
- La Régie ne sera pas appelée, contrairement aux prétentions du Transporteur, à considérer l'opportunité de modifications aux dispositions des Tarifs et conditions qui sont au cœur du débat soulevé par cette plainte;

⁶ Pièce B-3, page 5.

- Le droit d'EBMI de faire déterminer l'étendue de ses droits aux termes de la Procédure d'examen des plaintes est fondamental. Ce droit ne doit pas céder le pas à des considérations de balance des inconvénients ou d'absence de préjudice à court terme;
- Malgré les mesures de sauvegarde, EBMI a le droit de connaître aussitôt que possible l'étendue et la portée de ses conventions de service. Comme intermédiaire de marché, ces conventions sont directement liées à sa capacité de garantir la livraison de l'énergie vendue. L'incertitude au niveau du droit de reconduction d'EBMI cause préjudice;
- Le Dossier tarifaire ne soulève pas de questions similaires à celles de la présente plainte, à moins que le Transporteur n'ait déjà décidé de modifier ses Tarifs et conditions et de présenter une preuve additionnelle, auquel cas, le Transporteur, en réaction aux plaintes d'EBMI, causerait lui-même le dédoublement auquel il réfère dans sa demande de suspension de la présente plainte;
- Si tel était le cas, suivant la décision D-2009-097, le Dossier tarifaire devrait être suspendu, ce à quoi EBMI n'aurait pas d'objection si des propositions de modifications additionnelles du Transporteur étaient susceptibles de créer un risque de décision potentiellement contradictoire. EBMI se réserve le droit de demander une suspension du Dossier tarifaire, le cas échéant;
- Enfin, EBMI s'interroge sur la logique qui voudrait que l'établissement de droits n'ayant d'effet que pour l'avenir soit entendu en priorité sur une demande visant le respect de droits existants.

4. RÉPLIQUE DU TRANSPORTEUR

[11] Le 3 juin 2010, le Transporteur soumet les arguments suivants en réplique à l'opposition d'EBMI :

- La suspension de l'audition de la présente plainte dans l'attente de la décision finale dans le Dossier tarifaire demeure la solution optimale dans les circonstances;

- Selon le Transporteur, un indice de chevauchement est la question soulevée par EBMI de savoir quelles dispositions des Tarifs et conditions sont applicables, soit celles en vigueur au moment de la demande de renouvellement ou celles qui l'étaient lors du dépôt de sa demande initiale;
- La Régie doit considérer ce que EBMI soutiendra dans ce dossier et dans le Dossier tarifaire pour juger du chevauchement des sujets et, notamment, du fait que EBMI a déjà indiqué qu'elle fera des représentations dans le Dossier tarifaire sur la détermination de l'ATC et sur l'Appendice C des Tarifs et conditions, sujets auxquels EBMI réfère dans la présente plainte;
- Il est peu vraisemblable que les témoignages ne portent pas sur les mêmes sujets et questions dans ces dossiers vu leur recoupement;
- Des tiers ont déjà indiqué qu'ils soumettront des arguments dans le Dossier tarifaire sur des sujets qui chevauchent ceux traités dans la présente plainte. Dans une telle situation, le Transporteur soumet qu'il faut user de prudence et éviter que ces dossiers cheminent de façon parallèle quant à la tenue des audiences orales;
- La suspension de l'audition de cette plainte ne causerait pas préjudice dans la mesure où le calendrier d'audience du Dossier tarifaire est déjà déterminé et mènera à une décision dans les premiers trimestres de 2011;
- Selon le Transporteur, la suspension de l'audition de cette plainte favorise l'équité procédurale;
- Le Transporteur réitère son argument voulant que l'ordonnance de sauvegarde permet de maintenir les conventions de service d'EBMI et que cette dernière n'a pas identifié le préjudice certain ou substantiel qu'elle subirait du fait de la suspension de l'audition de la présente plainte;
- Le Transporteur s'oppose à la suspension du Dossier tarifaire puisque, dans ce cas, le calendrier est déjà fixé alors que le dossier de cette plainte serait, selon lui, embryonnaire et sans calendrier d'audience;
- Sur les aspects procéduraux, le Transporteur indique que le calendrier d'audience de la plainte soumis à la Régie est devenu désuet parce que certaines dates proposées sont dépassées, que EBMI va déposer une nouvelle plainte et demander qu'elle soit jointe pour audience à la présente plainte, que le Transporteur se réserve le droit de faire entendre un témoin expert dans le présent dossier et que la période des vacances estivales et la non disponibilité du procureur d'EBMI l'automne prochain rendent illusoire la possibilité de traiter cette plainte en août 2010 comme le suggérait le calendrier soumis à la Régie par EBMI;

- Finalement, le Transporteur soumet que, selon la décision de la Régie sur sa demande de suspension de l'audience, la Régie devrait convoquer les parties à une conférence préparatoire pour mettre en place le calendrier d'audience et revoir les questions en litige.

5. OPINION DE LA RÉGIE

[12] Le Transporteur demande la suspension de l'audition de la présente plainte dans l'attente de la décision finale à intervenir dans le Dossier tarifaire. Dans sa réplique aux objections formulées par EBMI, le Transporteur indique qu'il lui semble « *illusoire que le dossier relatif à la plainte P-130-001 puisse être valablement constitué et ce, afin que l'audience ait lieu à la fin août 2010* »⁷.

[13] La Régie a déjà informé les parties qu'elle pouvait entendre cette plainte dans la semaine du 23 août 2010. L'audience du Dossier tarifaire est prévue du 18 au 22 octobre 2010.

[14] La Régie considère que l'établissement d'un calendrier d'audience respectant l'équité procédurale pour les deux parties est une étape incontournable.

[15] La Régie conclut que la demande de suspension de l'audition de la présente plainte est mal fondée pour les motifs exposés ci-après.

[16] La Régie, du consentement des parties, a rendu une ordonnance de sauvegarde pour permettre à EBMI de continuer à utiliser les services de transport ferme sur le chemin MATI-HQT-NE à partir du 1^{er} avril 2010, et ce, jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue dans le présent dossier. L'ordonnance de sauvegarde n'a pas été rendue dans l'attente d'une décision dans le Dossier tarifaire.

⁷ Pièce C-1-5, page 6.

[17] L'ordonnance de sauvegarde ne doit pas avoir pour effet de priver EBMI de demander à la Régie d'examiner sa plainte et, comme le prévoit l'article 98 de la Loi, de vérifier si l'application des Tarifs et conditions a été suivie par le Transporteur.

[18] Il y a une nette distinction à faire entre vérifier si la décision du Transporteur à l'origine de cette plainte a été prise conformément aux Tarifs et conditions et vérifier si certaines dispositions des Tarifs et conditions, incluant, le cas échéant, celles applicables à la présente plainte, doivent être modifiées, ce qui fera l'objet de l'audience dans le Dossier tarifaire.

[19] S'il y a connexité entre certains sujets faisant l'objet de la présente plainte et ce qui sera discuté dans le Dossier tarifaire, cela tient au fait que le Transporteur, et non EBMI, a choisi de demander ou demandera des modifications aux Tarifs et conditions qui touchent certains sujets qui sont également abordés dans le cadre de la présente plainte.

[20] Par exemple, les parties ont référé la Régie à certaines pièces du Dossier tarifaire où le Transporteur demande de remplacer l'Appendice C des Tarifs et conditions par un nouvel Appendice C-1 portant sur la méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible sur les interconnexions.

[21] À la face même de la présente plainte, la méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible sur les interconnexions semble également être un sujet à la base du différend entre les parties. Cependant, dans le cadre de l'examen de la plainte d'EBMI, la Régie ne sera pas appelée à vérifier l'application de ce nouvel Appendice C-1 mais plutôt le texte de l'appendice C et les autres dispositions des Tarifs et conditions reliées à la décision du Transporteur de refuser la reconduction des conventions de service d'EBMI.

[22] Une distinction doit être faite entre les questions à être débattues dans le cadre de cette plainte — c'est-à-dire l'application correcte des Tarifs et conditions dans leur teneur au moment où le Transporteur a pris la décision à l'origine de cette plainte — et celles qui seront discutées dans le Dossier tarifaire — c'est-à-dire la question de savoir si les

modifications que le Transporteur veut introduire dans le Dossier tarifaire, notamment au niveau de la méthodologie pour évaluer la capacité de transfert sur les interconnexions et la coordination de cette évaluation avec les réseaux voisins — sont acceptables et quelle en sera la date d'application.

[23] La décision que la présente formation rendra dans le cadre de l'examen de la présente plainte ne risque pas d'être en contradiction avec la décision qu'une autre formation rendra dans le Dossier tarifaire, puisqu'elle n'aura pas le même objet.

[24] Considérant l'état d'avancement du dossier à ce jour et le fait que certaines dates proposées par EBMI dans son calendrier sont périmées, la Régie convoque donc les parties à une rencontre préparatoire afin d'établir, entre autres, le calendrier d'examen de cette plainte. Le Secrétaire de la Régie communiquera avec les parties afin de convenir de la date de cette rencontre et leur transmettra l'ordre du jour.

[25] La Régie rappelle que les parties ont droit à un processus qui respecte l'équité procédurale. La Régie a déjà indiqué qu'elle pouvait entendre cette plainte en août 2010 et informe les parties qu'elle pourrait également se rendre disponible en septembre 2010 à des dates mutuellement convenues.

[26] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

REJETTE la demande de suspension de l'audition de la présente plainte dans l'attente de la décision finale à intervenir dans le cadre du dossier R-3669-2008 Phase 2;

CONVOQUE une rencontre préparatoire qui devra se tenir d'ici le 15 juillet 2010.

Marc Turgeon

Régisseur

Richard Lassonde

Régisseur

Louise Pelletier

Régisseur

EBMI représentée par M^e Paule Hamelin et M^e Pierre Legault;

Hydro-Québec représentée par M^e Yves Fréchette.

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2010-080	R-3669-2008 Phase 2	22 juin 2010
------------	------------------------	--------------

PRÉSENTS :

Richard Carrier
Lucie Gervais
Jean-François Viau
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après
Intervenants

**Décision sur les objections du Transporteur à répondre
à certaines demandes de renseignements**

*Demande relative à la modification des tarifs et conditions
des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er}
janvier 2009 (Phase 2)*

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);
- Ontario Power Generation Inc. (OPG);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1 INTRODUCTION

[1] Le 12 février 2009, la Régie de l'énergie (la Régie) rend la décision D-2009-008 qui vise la mise en place de la procédure encadrant la phase 2 du dossier tarifaire R-3669-2008. Cette phase 2 a pour objet d'examiner les modifications proposées par Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) au texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Tarifs et conditions) en lien avec les ordonnances 890, 890A et 890B de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). Dans cette même décision, la Régie demande au Transporteur de déposer un complément de preuve conformément à ses instructions.

[2] Le 27 mars 2009, le Transporteur dépose son complément de preuve.

[3] Le 24 avril 2009, la Régie rend la décision D-2009-051 sur les demandes d'intervention et sur les budgets prévisionnels et de participation relatifs au présent dossier.

[4] Le 5 mai 2009, la Régie rend la décision D-2009-056 sur le processus d'examen et le calendrier et fixe aux 6 et 7 juillet 2009 une audience orale sur l'ensemble des sujets à débattre.

[5] Du 12 au 15 mai 2009, les intervenants transmettent leurs demandes de renseignements relatives au complément de preuve du Transporteur. Ce dernier dépose ses réponses le 29 mai 2009. Il s'objecte à répondre à certaines des questions des intervenants.

[6] Le 5 juin 2009, le GRAME, le RNCREQ et l'UC ainsi que S.É./AQLPA contestent certaines objections et réponses du Transporteur.

[7] Le 10 juin 2009, le Transporteur émet ses commentaires sur ces contestations.

[8] Le 19 juin 2009, la Régie informe les participants que ces objections et contestations seront débattues lors de l'audience orale prévue à compter du 6 juillet 2009.

[9] Le 3 juillet 2009, à la suite d'une demande du Transporteur, la Régie reporte l'audience jusqu'à nouvelles instructions.

[10] Le 22 juillet 2009, la Régie rend sa décision D-2009-097 par laquelle elle autorise le report de l'audience à une date ultérieure à l'audition des plaintes de NLH¹ (les Plaintes), prévue du 27 octobre au 13 novembre 2009. Elle précise qu'elle convoquera les parties, en temps opportun, afin de tenir une conférence préparatoire concernant la poursuite de l'audience dans le présent dossier.

[11] Du 19 janvier au 12 février 2010, la Régie tient l'audience relative aux Plaintes.

[12] Le 19 février 2010, la Régie informe tous les participants qu'elle reprend ses travaux dans le présent dossier.

[13] Le 30 avril 2010, la Régie tient une rencontre préparatoire au cours de laquelle sont discutées les modalités de traitement des objections du Transporteur à répondre à certaines demandes de renseignements des intervenants.

[14] Le 14 mai 2010, la Régie rend la décision D-2010-058 portant sur le processus d'examen et le calendrier d'audience relatifs à la phase 2 du présent dossier. Ce calendrier prévoit une étape consacrée au traitement des objections du Transporteur.

[15] Les 18 et 21 mai 2010, l'ACEF de Québec, le GRAME, le RNCREQ et l'UC, S.É./AQLPA ainsi que l'UC identifient les questions requérant toujours une réponse du Transporteur. Le 27 mai 2010, le Transporteur identifie, quant à lui, les objections qu'il maintient à l'égard de certaines demandes de renseignements des intervenants.

[16] Les 1^{er} et 8 juin 2010, la Régie tient l'audience orale sur ces objections.

[17] Par la présente décision, la Régie se prononce sur les objections du Transporteur.

¹ Dossiers P-110-1565, P-110-1597, P-110-1678.

2 OPINION DE LA RÉGIE

[18] La Régie juge utile d'apporter des précisions sur les considérations qu'elle a retenues dans son examen des objections du Transporteur. Par la suite, la Régie traitera des demandes pour chacun des intervenants.

2.1 PRÉCISIONS GÉNÉRALES

[19] Dans la décision D-2010-058, la Régie accepte la proposition des participants de disposer des objections du Transporteur à certaines demandes de renseignements des intervenants dans le cadre d'une procédure interlocutoire. La Régie demande alors aux intervenants d'identifier les questions pour lesquelles ils souhaitent toujours obtenir une réponse de la part du Transporteur.

[20] Dans leur correspondance transmise à la suite de cette décision, certains intervenants ont identifié des demandes de renseignements pour lesquelles ils considèrent les réponses incomplètes ou insatisfaisantes.

[21] La Régie précise que la présente décision a pour but de statuer sur les objections à répondre du Transporteur et non pas de déterminer si les réponses fournies aux demandes de renseignements sont incomplètes ou insatisfaisantes. Dans ce dernier cas, sauf indications contraires, il appartiendra aux intervenants de demander des précisions sur les réponses reçues lors du contre-interrogatoire des témoins du Transporteur à l'audience relative au fond du dossier, s'ils le jugent nécessaire.

[22] En ce qui a trait aux questions identifiées par les intervenants, mais pour lesquelles le Transporteur n'a pas émis d'objection, la Régie comprend que ce dernier transmettra des réponses additionnelles en même temps que celles ordonnées par la présente décision.

[23] Lors de l'audience tenue les 1^{er} et 8 juin 2010, le Transporteur a invoqué plusieurs motifs à l'appui de ses objections à répondre, notamment que certaines demandes de renseignements transmises par le GRAME et S.É./AQLPA n'avaient pas de lien avec l'intérêt de ces intervenants. À cet égard, la Régie rappelle que dans la décision D-2009-051, elle autorise ces intervenants à traiter certains des sujets identifiés dans leur demande d'intervention, tout en leur demandant de se limiter aux enjeux ayant un lien étroit avec leur intérêt. La Régie estime qu'il est de la responsabilité de ces intervenants de s'assurer que leur intervention se situe à l'intérieur de ce cadre, afin d'être utile aux

[47] La Régie juge que les questions 10.11, 12.1 et 12.2, telles que formulées, ne sont pas de la nature d'une demande de renseignements et pourront, au besoin, être reformulées à l'audience.

[48] Pour ce qui est des questions 14.2, 14.3, 16.1 à 16.8, 17.1 et 17.2, la Régie considère que leur formulation est de nature argumentaire.

[49] En conséquence, la Régie demande au Transporteur de répondre aux questions 12.3, 14.1, 14.2.1, 14.4, 16.9, 16.10 et 16.12 de la demande de renseignements #1 de NLH, telles que formulées par l'intervenante. Elle lui demande également de répondre à la question 6.2 de l'intervenante dans les limites fixées au paragraphe 44 de la présente décision.

RNCREQ ET UC

[50] Le RNCREQ et l'UC contestent les réponses aux questions 2.1, 2.3.2, 2.3.3, 2.4.1, 2.4.2, 2.5, 2.5.1, 4.1, 4.2.1, 4.2.2, 4.6, 4.6.1, 4.6.2, 5.1, 5.2, 6.5, 6.6, 7.1, 7.1.1, 7.1.2, 7.2, 7.3, 7.4, 7.4.1, 7.4.2, 7.4.3, 7.4.4 et 9.1.3 de leur demande de renseignements # 1.

[51] Le Transporteur s'objecte à répondre davantage aux questions 2.1, 2.3.2, 2.3.3, 2.4.1, 2.4.2, 2.5, 2.5.1, 4.1, 4.2.1, 4.2.2, 4.6.1, 4.6.2, 5.1, 5.2, 7.1, 7.1.1, 7.1.2, 7.2, 7.3, 7.4, 7.4.1, 7.4.2, 7.4.3, 7.4.4 et 9.1.3.

[52] La Régie juge pertinentes les questions 4.6.1, 4.6.2, 7.1, 7.2, 7.4, 7.4.1, 7.4.2, 7.4.3, 7.4.4 et 9.1.3.

[53] La Régie considère que les questions 2.4.1, 2.4.2 et 2.5 pourront, le cas échéant, être traitées par les intervenants.

[54] Quant aux questions 2.1, 2.3.3, 4.1, 4.2.1, 4.2.2 et 7.1.2, la Régie est d'avis que le Transporteur a répondu à ces questions, même si les réponses fournies ne satisfont pas les intervenants.

[55] Par ailleurs, la Régie estime que les questions 5.1, 5.2 et 7.1.1 sont de nature argumentaire et que la question 2.5.1 n'est pas de la nature d'une demande de renseignements.

[56] Enfin, la Régie rejette les questions 2.3.2 et 7.3 telles que formulées. Le RNCREQ et l'UC pourront, au besoin, reformuler leurs questions lors de l'audience.

[57] **En conséquence, la Régie demande au Transporteur de répondre aux questions 4.6.1, 4.6.2, 7.1, 7.2, 7.4, 7.4.1, 7.4.2, 7.4.3, 7.4.4 et 9.1.3 de la demande de renseignements #1 du RNCREQ et de l'UC, telles que formulées par ces derniers.**

S.É./AQLPA

[58] S.É./AQLPA conteste les réponses aux questions 2-2, 2-3, 2-6 et 2-7 de sa demande de renseignements #1.

[59] Le Transporteur s'objecte à répondre davantage à ces questions.

[60] La Régie juge pertinente la question 2-2a.

[61] La Régie considère que les questions 2-3a et 2-3b de l'intervenant ne sont pas pertinentes au présent débat.

[62] La Régie est d'avis que la question 2-6a n'est pas de la nature d'une demande de renseignements et l'intervenant pourra la préciser, si nécessaire, lors de l'audience.

[63] Lors de l'audience du 1^{er} juin 2010, S.É./AQLPA retire sa contestation relative à la question 2.7.

[64] **En conséquence, la Régie demande au Transporteur de répondre à la question 2-2a de la demande de renseignements #1 de S.É./AQLPA, telle que formulée par l'intervenant.**

UC

[65] L'UC conteste les réponses aux questions suivantes de sa demande de renseignements #1:

- Partie 1 : questions 2.1, 4.1, 4.2, 4.3, 5.2, 6.2;
- Partie 2 : questions 1.1, 1.2A), 1.2B), 2.2, 2.3, 2.4, 3.2.

[66] Dans sa lettre du 27 mai 2010, le Transporteur s'objecte à répondre davantage à l'ensemble de ces questions.

[67] Lors de l'audience du 8 juin 2010, une entente est intervenue entre l'UC et le Transporteur³.

[68] Les questions 1.1, 1.2 A) et 1.2 B) ainsi que la question 2.4 de la Partie 2 sont retirées.

[69] Les questions 6.2 de la Partie 1 et 2.2 de la Partie 2 sont retirées sous réserve du droit de l'UC de les reposer en audience.

[70] Le Transporteur accepte de répondre à la question 2.3 ainsi reformulée : « *Qu'est-ce que le Transporteur entend par « changement des conditions de réseau »?* ».

[71] Les questions 4.1, 4.2 et 4.3 sont retirées et remplacées par la question suivante à laquelle le Transporteur accepte de répondre : « *Est-ce qu'un revendeur a l'obligation d'afficher la mise en disponibilité d'une capacité de transfert sur OASIS avant de la céder?* ».

[72] Le Transporteur répondra à la question 5.2 de la Partie 1.

[73] Finalement, le Transporteur s'objecte aux questions 2.1 de la Partie 1 et 3.2 de la Partie 2. La Régie considère que ces questions ont obtenu réponse du Transporteur, même si celles-ci sont jugées insatisfaisantes par l'intervenante.

³ Pièce A-74, pages 89 à 92.

[74] En conséquence, la Régie prend acte de l'entente intervenue entre le Transporteur et l'UC. Le Transporteur répondra, par ailleurs, à la question 5.2 telle que formulée par l'UC et aux questions reformulées aux paragraphes 70 et 71 de la présente décision.

[75] Vu ce qui précède,

La Régie de l'énergie :

ORDONNE au Transporteur de finaliser ses réponses aux demandes de renseignements #1 des intervenants, au plus tard le **13 juillet 2010 à 12 h.**

Richard Carrier
Régisseur

Lucie Gervais
Régisseur

Jean-François Viau
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Dunberry, M^e Marie-Christine Hivon et M^e F. Jean Morel;
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par M^e André Turmel;
- Ontario Power Generation Inc. (OPG) représentée par M^e Louise Cadieux;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2006-156

R-3610-2006

28 novembre 2006

PRÉSENTS :

M. Jean-Paul Théorêt
M. François Tanguay
M^e Richard Lassonde
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision interlocutoire sur la recevabilité d'une partie de
la preuve des intervenants CETAF/AQLPA/S.É., GRAME
et UC

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année tarifaire 2007-2008*

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ)
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCÉG);
- Corporation des entreprises en traitement de l'air et du froid, Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies énergétiques (CETAF/AQLPA/S.É.);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Association des stations de ski du Québec (FCEI/ASSQ);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE);
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

I. LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) a formulé certaines objections à la preuve déposée par certains intervenants dans ses lettres des 20 et 22 novembre 2006 transmises dans le présent dossier.

La lettre du 20 novembre 2006 porte sur les rapports d'experts de deux intervenants : CETAF/AQLPA/S.É. et GRAME.

Par sa lettre du 22 novembre 2006, le Distributeur conteste le statut d'expert-conseil de monsieur Jacques C. P. Bellemare et s'objecte au témoignage de monsieur Claude Handfield à titre de témoin-expert.

Demande portant sur la preuve de CETAF/AQLPA/S.É.

Le Distributeur demande à la Régie de l'énergie¹ (la Régie) de déclarer irrecevable le rapport d'expertise de messieurs Marcel Boyer et Jacques Fontaine.

Selon le Distributeur, les sections 1 à 3 de cette preuve — (1) *Le mandat*, (2) *La stratégie tarifaire d'Hydro-Québec Distribution et la présentation de scénarios alternatifs*, (3) *Les modifications à la structure tarifaire d'Hydro-Québec* — seraient une expertise sur l'impact de l'étalement des coûts sur le signal de prix, expertise que la Régie a déclarée non pertinente dans l'extrait suivant de sa décision D-2006-136 :

« L'intervenant soumet un budget prévisionnel très élevé en raison des expertises qu'il veut produire. Il veut établir par expertise l'impact de l'étalement des coûts sur le signal de prix. Son expertise quantifiera l'impact multiannuel de ces étalements et des scénarios alternatifs. La Régie rappelle qu'au dossier R-3579-2005, la justesse du signal de prix transmis au consommateur a fait l'objet d'un débat alimenté par de nombreux témoignages et expertises. De nouvelles expertises sur cette question ne sont pas pertinentes cette année. La question est plutôt de savoir si l'étalement proposé se justifie en principe et suivant les circonstances²».

Le Distributeur soumet également que la section 4 de la preuve en question — *Opinion quant à la justification de la stratégie tarifaire du Distributeur, en principe et dans les*

¹ Lettre du 20 novembre 2006 du Distributeur, R-3610-2006, Pièce B-33.

² D-2006-136, dossier R-3610-2006, 15 septembre 2006, p. 6.

circonstances — devrait être rejetée car elle n'apporte aucun élément nouveau. Subsidiairement, le Distributeur soumet que ce rapport ne devrait pas être considéré comme une expertise mais comme une analyse.

Demande portant sur la preuve du GRAME

Le Distributeur demande également le rejet des annexes I et II du rapport du GRAME — *Annexe I, Revue générale des réseaux autonomes, Annexe II, Request of information regarding the energy wise or energy efficiency programmes of Hydro-Québec at autonomous networks locations* (pièce C-8.13 GRAME).

Le Distributeur allègue que cette revue générale n'est pas pertinente, ne relève pas de la responsabilité d'un intervenant et déborde largement du cadre de la demande dont est saisie la Régie dans ce dossier et qui porte sur l'approbation des budgets 2007 du *Plan global en efficacité énergétique* (PGEÉ). Le Distributeur précise avoir déjà déposé toute l'information pertinente, de façon rigoureuse, dans ses plans d'approvisionnement et dans le cadre du dossier R-3584-2005 portant sur sa demande d'approbation du budget 2006 du Plan global en efficacité énergétique.

Le Distributeur demande également, et pour les mêmes raisons, le retrait des parties suivantes de la preuve du GRAME (pièce C-8-12 GRAME) : les pages 14 à 17 portant sur l'identification des partenaires et les commentaires de *l'Institut de développement des premières nations du Québec*; les pages 21 à 30 portant sur la *Bonification de l'aide financière différenciée* pour différents programmes, au motif que cela déborde du cadre de la demande dont est saisie la Régie dans le présent dossier.

Demande portant sur le statut d'expert-conseil de monsieur Jacques Bellemare pour le compte de l'Union des consommateurs (UC)

Le Distributeur s'objecte³ à la demande de reconnaissance du statut d'expert-conseil de monsieur Bellemare. Il souligne que la demande de reconnaissance du statut d'expert-conseil de monsieur Bellemare est tardive puisque le rôle de l'expert-conseil est censé être d'aider l'intervenant *aux fins de l'étude d'une demande*⁴. Le Distributeur ajoute que le mandat qu'UC veut donner à l'expert-conseil relève plus de l'analyse que du conseil d'expert portant sur une matière exigeant un haut degré de qualification et de connaissance.

³ Lettre du 22 novembre 2006, pièce B-83, R-3610-2006.

⁴ Art. 29 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*, (2006) 138 G.O. II, 2279.

Demande portant sur le témoignage d'expert de Claude Handfield pour le GRAME

Le Distributeur s'objecte au témoignage de monsieur Claude Handfield à titre de témoin expert puisque ce dernier n'a pas déposé de rapport d'expert mais simplement un témoignage de faits relatant son expérience avec certains programmes d'efficacité énergétique du Distributeur.

2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie a pris connaissance des arguments des intervenants concernés et de la réplique du Distributeur. Par souci de concision et de parcimonie, la Régie ne les résume pas mais y réfère le lecteur⁵.

Preuve de CETAF/AQLPA/SÉ : Le rapport de messieurs Fontaine et Boyer

Le Distributeur demande d'abord le rejet du rapport conjoint de messieurs Fontaine et Boyer. Il soulève qu'il s'agit d'une expertise irrecevable parce qu'elle porterait sur *l'impact de l'étalement des coûts sur le signal de prix*, expertise que la Régie a déclarée non pertinente dans sa décision D-2006-136⁶. L'analyse du rapport en question montre que sa portée est plus large que cela. La Régie accepte les explications de l'intervenant et considère que le rapport ne peut donc être déclaré irrecevable pour ce motif.

Le Distributeur demande subsidiairement, si le témoignage n'est pas rejeté, qu'il soit traité à titre d'analyse et non d'expertise. Bien que le Distributeur n'élabore pas sur cet aspect de sa demande, la Régie croit qu'une mise au point s'impose à cet égard pour distinguer un témoignage constitué d'une analyse spécialisée de celui qui est un véritable témoignage d'expert.

Devant la Régie, la preuve des distributeurs et du transporteur, et souvent celles des autres parties, est constituée de faits, d'analyses spécialisées et quelquefois d'opinions d'experts.

Le témoignage d'un expert dans un domaine spécifique est nécessaire pour donner une opinion au tribunal sur un sujet technique pertinent à la solution d'un litige, d'un problème

⁵ Voir les pièces suivantes : C-8.21 GRAME, C-6.16 – CETAF-AQLPA-SÉ, C-13.9 UC, C-8.22 GRAME, C-13.10, B-36.

⁶ *Supra* note 2.

ou d'un enjeu. L'expert est censé donner une opinion objective en vue d'éclairer le tribunal et non plaider la cause de son mandant. Cela est vrai tant pour l'expert à l'emploi d'une partie que pour celui qui a été retenu par l'une d'elles sur une base contractuelle.

Devant la Régie, la situation est particulière. Les sujets sur lesquels la Régie et les intervenants doivent se pencher ont presque tous une certaine teneur technique.

Les témoins des distributeurs ont certainement un niveau d'expertise dans leur sphère de compétence. Leurs témoignages portent sur des faits et sur les conclusions tirées des faits. Ces témoins donnent leur opinion à la Régie. On ne leur applique pas la procédure de reconnaissance d'expert parce que leur expertise est souvent reconnue depuis longtemps.

Les témoignages des autres parties portent également sur des faits, des analyses ou des opinions d'experts.

Ainsi, les témoignages qui portent sur des faits et des analyses, même s'ils sont préparés par des spécialistes ou des experts, ne sont pas véritablement des témoignages d'experts dans le sens juridique du terme. Leurs auteurs n'ont pas à être reconnus comme experts lorsqu'ils déposent de tels témoignages.

Pour revenir au témoignage conjoint de messieurs Fontaine et Boyer, la Régie constate qu'une bonne partie de ce témoignage peut être considérée comme un témoignage de faits et d'analyse :

- La section 2 du témoignage met en preuve trois scénarios d'étalement des frais reportés de transport 2005-2006. Cette partie de la preuve est à la fois une analyse des faits au dossier et des faits soumis par cet intervenant.
- À la section 3 de sa preuve, l'intervenant a simulé l'impact de la proposition du Distributeur ainsi que de ses trois scénarios sur la facture de divers clients en 2007. Là encore, il s'agit d'un travail d'analyse et de faits.
- La section 4 de la preuve expose la position de l'intervenant sur l'étalement proposé par le Distributeur.

L'exposé de la position de l'intervenant sur la proposition d'étalement tarifaire du Distributeur n'est pas nécessairement et entièrement une opinion d'expert mais simplement sa position sur un des sujets sur lesquels la Régie doit se prononcer. Le fait que la position

d'une partie soit véhiculée par un spécialiste ou un expert en raison de sa teneur technique, n'en fait pas pour autant une expertise au sens juridique du terme.

Cependant, compte tenu que certains aspects de ce rapport peuvent être considérés comme opinion d'expert, la Régie reçoit ce témoignage à titre de témoignage d'expert, sous réserve de la question reliée à la portée de la qualification des experts.

Recevabilité de la preuve du GRAME

L'intervenant a, dans une certaine mesure, raison de souligner que sa preuve peut être reliée à des demandes de suivis de la Régie découlant de la décision D-2006-56⁷.

Il faut noter que ces suivis ont été demandés au Distributeur et non à l'intervenant. Il est inusité qu'un intervenant se substitue au Distributeur à cet égard. Le Distributeur a raison de souligner que la responsabilité de faire état de ses programmes lui incombe. Il en va de même du suivi des décisions de la Régie.

Avant d'aborder spécifiquement la pertinence ou la recevabilité des parties contestées de la preuve de cet intervenant, un commentaire général s'impose sur la force probante des nombreux documents annexés au mémoire de cet intervenant et qui émanent soit de tierce partie soit de l'intervenant lui-même mais qui font état de faits dont l'intervenant n'a pas nécessairement une connaissance directe.

Une partie peut fort bien relater dans sa preuve écrite ou orale des faits qui lui ont été rapportés par des tiers ou qu'il a empruntés ailleurs. Il s'agit alors de ce qu'il est convenu d'appeler une preuve par ouï-dire. Dans un domaine spécialisé comme la régulation économique où la rigueur est de mise, une preuve par ouï-dire a peu d'utilité parce qu'elle est peu fiable.

La Régie évaluera donc la force probante des documents produits par cet intervenant — et cela s'applique également à toutes les parties — qui pourraient constituer de la preuve par ouï-dire. L'objectif de la Régie est de circonscrire la preuve aux faits, analyses et opinions qui sont pertinents et fiables.

Cela étant dit, la pièce C-8.13 GRAME et ses annexes I et II sont une enquête menée par Jean-Marc Varin comme consultant du GRAME sur les réseaux autonomes. Comme ce

⁷ D-2006-56, dossier R-3584-2005, 30 mars 2006.

témoin ne sera pas disponible pour répondre à des questions sur son enquête lors de l'audience, il s'agit d'un exemple d'informations qui, dans ce contexte, deviennent du ouï-dire peu fiable. La Régie rejette donc du dossier la pièce C-8.13 GRAME et ses annexes I et II, de même que les pages 14 à 17 de la pièce C-8.12 GRAME.

Cela a une incidence sur la pertinence et la valeur probante d'une partie du mémoire du GRAME sur les réseaux autonomes (pièce C-8.12 GRAME) puisque le GRAME réfère à l'enquête Varin (C-8.13 GRAME) dans son mémoire. Il s'agit en fait des pages 17 à 20 et 21 à 30 de ce mémoire. Le Distributeur demande le rejet de ces parties du mémoire aux motifs que le GRAME déborde du cadre de la partie de cette audience qui traite du budget 2007 du Plan Global en efficacité énergétique et qu'il n'incombe pas à l'intervenant de juger si la preuve du Distributeur est complète ou non en l'absence d'une demande à cet effet de la Régie.

Comme mentionné plus haut, la preuve de l'intervenant sur les réseaux autonomes peut être reliée à des suivis demandés par la Régie dans sa décision D-2006-56. On ne peut qualifier de totalement non pertinente la preuve de l'intervenant qui veut traiter de ces suivis et commenter ce qu'il perçoit comme une carence au niveau des suivis exigés par la Régie. Cela étant dit, et sous réserve des commentaires énoncés plus haut sur la force probante d'une preuve par ouï-dire, la Régie maintient au dossier les parties contestées de la preuve à la pièce C-8.12 GRAME à l'exclusion des pages 14 à 17.

Le témoignage d'expert de monsieur Claude Handfield pour le compte du GRAME

Pour les motifs exprimés plus haut sur ce qu'est un témoignage d'expert, il est clair que le témoignage de monsieur Claude Handfield, indépendamment de ses qualifications professionnelles, n'est pas un témoignage d'expert mais un témoignage de faits sur la satisfaction de l'Université de Sherbrooke quant aux programmes d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec. Le fait que le témoin donne son opinion sur les raisons de cette satisfaction en regard des programmes d'efficacité énergétique du Distributeur n'en fait pas un témoignage d'opinion sur une question technique et complexe pour laquelle la Régie a besoin d'une expertise. La Régie n'a pas à reconnaître un statut d'expert pour recevoir un tel témoignage. Cela étant dit, ce témoignage est irrecevable dans le contexte où le témoin Handfield n'est même pas disponible pour être contre-interrogé par le Distributeur comme ce dernier l'a souligné dans son argumentation. Le témoignage écrit du témoin Handfield (pièce C-8.15 GRAME) est donc rejeté du dossier.

Le statut d'expert-conseil de monsieur Jacques Bellemare pour le compte d'UC

L'expert-conseil est une notion complètement différente de celle de l'expert qui rend un témoignage d'opinion dont il est question plus haut.

Selon le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie* (le Règlement), l'expert-conseil est une *personne reconnue à ce titre par la Régie en raison de ses connaissances et de son expérience sur un sujet spécifique, aux fins de participer à une séance de travail ou pour conseiller et assister un intervenant dans la préparation d'un dossier*⁸.

Le Règlement prévoit que la demande de reconnaissance du statut de l'expert-conseil doit être transmise à la Régie et aux participants dans un délai raisonnable avant la séance de travail ou avant de lui donner mandat de l'assister aux fins de l'étude d'une demande.⁹ Le Règlement prévoit un délai de 5 jours pour la contestation d'une telle demande.

L'article 30 du Règlement prévoit que la demande de reconnaissance du statut d'expert-conseil se fait par écrit et non à l'audience comme cela peut se faire pour le témoin expert.

La teneur de la lettre du 26 novembre 2006 de cet intervenant montre que la demande de reconnaissance du statut d'expert-conseil est présentée après que mandat ait été donné à l'expert-conseil. Cela n'est pas conforme au deuxième alinéa de l'article 29 du Règlement.

L'intervenant demande d'être relevé de ce défaut en raison du fait qu'il avait annoncé, dès sa demande d'intervention, son intention de retenir les services d'un expert-conseil.

L'intervenant peut certainement profiter de l'expertise d'un expert-conseil pour étudier la preuve, se préparer aux audiences et articuler son argumentation. Comme l'indique le curriculum vitae de monsieur Bellemare, il a été reconnu comme expert par la Régie à plusieurs reprises. Aussi, comme le permet l'article 50 du Règlement, la Régie relève l'intervenant de son défaut et reconnaît que monsieur Bellemare pourra agir comme expert-conseil pour le compte de l'intervenant.

⁸ *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*, (2006) 138 G.O. II, 2279, art. 1.

⁹ *Supra* note 7, art. 29.

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

REJETTE l'objection du Distributeur portant sur la preuve de CETAF/AQLPA/S.É.;

ACCUEILLE en partie l'objection du Distributeur portant sur la preuve du GRAME et **REJETTE** du présent dossier la pièce C-8.13 GRAME et les pages 14 à 17 de la pièce C-8.12 GRAME;

ACCUEILLE l'objection du Distributeur relativement au témoignage d'expert de monsieur Handfield et **REJETTE** du dossier la pièce C-8.15 GRAME;

RECONNAÎT un statut d'expert-conseil à monsieur Bellemare pour le compte d'UC.

Jean-Paul Théorêt
Régisseur

François Tanguay
Régisseur

Richard Lassonde
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau et M. Richard Dagenais;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Serge Cormier;
- Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCÉG) représentée par M. Denis Tanguay;
- Corporation des entreprises en traitement de l'air et du froid, Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies énergétiques (CETAF/AQLPA/S.É.) représentée par M^e Dominique Neuman;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Association des stations de ski du Québec (FCEI/ASSQ) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Kateri Beaulne-Bélisle;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M. Jean Lacroix;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE) représenté par M^e Franklin Gertler;
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM) représentée par M^e Jocelyn B. Allard;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Eve-Lyne H. Fecteau;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-145	R-3670-2008	21 novembre 2008
------------	-------------	------------------

PRÉSENTS :

Richard Carrier
Lucie Gervais
Jean-François Viau
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante
Intervenants

Décision relative à une requête en radiation de certaines parties du mémoire du GRAME

Demande d'autorisation pour acquérir ou construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité au cours de l'année 2009

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

1. INTRODUCTION

Le 6 novembre 2008, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose une requête en radiation de certaines parties non pertinentes du mémoire du GRAME. Dans le cas où la Régie de l'énergie (la Régie) ne pourrait statuer sur la requête avant l'échéance prévue pour le dépôt des demandes de renseignements, soit le 11 novembre 2008, le Transporteur demande qu'elle proroge ce délai jusqu'à ce qu'elle rende une décision sur la présente requête.

Le 10 novembre 2008, le GRAME dépose ses commentaires sur cette demande en radiation.

Le même jour, la Régie transmet une lettre dans laquelle elle fixe au 12 novembre le délai maximal pour le dépôt de la réplique du Transporteur. La Régie proroge le délai prévu au calendrier pour les demandes de renseignements portant sur les passages contestés de la preuve du GRAME.

Le 11 novembre 2008, le Transporteur annonce qu'il ne transmettra pas de demandes de renseignements aux intervenants pour lesquelles l'échéance a été fixée au 11 novembre 2008.

Le 12 novembre 2008, le Transporteur dépose sa réplique aux commentaires du GRAME.

2. LA REQUÊTE EN RADIATION

Le Transporteur demande à la Régie d'exclure certaines parties de la preuve du GRAME essentiellement pour le motif qu'il aborde des sujets exclus, non pertinents et irrecevables clairement identifiés par la Régie dans ses décisions D-2008-020¹ et D-2008-117².

La décision D-2008-117 traitait des demandes d'intervention et des sujets à débattre. Le Transporteur rappelle que la Régie a jugé nécessaire d'apporter certaines précisions quant au

¹ Dossier R-3641-2007.

² Dossier R-3670-2008.

traitement de certains sujets. Au soutien de sa requête, le Transporteur cite les passages suivants de cette décision :

« Dans le cadre du présent dossier, la Régie entend poursuivre l'examen de la méthodologie développée par le Transporteur pour établir les besoins en investissements de maintien des actifs et la stratégie de pérennité qui en découle. Cette analyse, amorcée au cours des deux années précédentes, a déjà fait l'objet de décisions de la Régie.

À cet égard, la Régie a indiqué, dans sa décision D-2008-020, les sujets qui la préoccupent et qui doivent faire l'objet de propositions du Transporteur au présent dossier. La Régie croit qu'il est utile de rappeler ces demandes :

- *Établir de façon plus explicite le lien entre le diagnostic d'un équipement à risque, la décision d'intervenir et la détermination des investissements correspondants;*
- *Fournir des exemples types d'analyse coût-bénéfice en Maintien des actifs pour les principales familles d'actifs;*
- *Présenter les conclusions résultant des discussions avec le CIRANO³ eu égard à la méthodologie utilisée par le Transporteur dans son analyse du risque;*
- *Présenter pour examen les données fournies dans sa preuve en distinguant celles relatives au réseau « Bulk » 735 kV.*

La Régie a aussi noté la difficulté rencontrée par le Transporteur à quantifier l'impact sur l'indice de continuité de service des interventions réalisées. Dans ce contexte, elle a demandé au Transporteur de faire le point à l'égard de cet aspect.

De plus, au dossier actuel, le Transporteur introduit un nouveau processus de gestion des investissements par portefeuille. Les travaux en cours, décrits au dossier tarifaire du Transporteur (R-3669-2008), seront complétés en 2009 et présentés ultérieurement à la Régie.

[...]

Les intervenants sont invités à cibler leur intervention sur ces aspects du dossier ».

³ Centre Interuniversitaire de Recherche en Analyse des Organisations.

À la page 5 de la décision, la Régie demande plus particulièrement au GRAME de cibler son intervention selon les balises suivantes :

« La Régie souligne à l'intervenant que le Transporteur a identifié dans son dossier les interventions proposées relatives aux exigences environnementales à la rubrique « Respect des exigences ». Par ailleurs, les grands axes de la stratégie du Transporteur en cette matière ont déjà été discutés lors des précédents dossiers.

La Régie s'attend à ce que l'intervenant cible ses observations et recommandations sur les propositions du Transporteur et formule, au besoin, ses propres propositions en respectant l'objet du dossier et les compétences de la Régie à cet égard.

De plus, les enjeux relatifs au développement d'expertises en télécommunications et les mesures d'efficience du Groupe technologie relèvent du dossier R-3669-2008 et, en conséquence, ne sont pas retenus comme sujets pertinents au présent dossier ».

De plus, le Transporteur réfère à la décision D-2008-020 dans laquelle la Régie a clairement indiqué au GRAME les limites de son mandat :

« Le GRAME fait état de ses préoccupations face à la présence de BPC dans certains équipements. Il fait notamment référence à un projet de règlement sur les BPC qui, s'il était adopté, pourrait avoir des impacts sur la gestion des inventaires des équipements du Transporteur.

Concernant cette préoccupation du GRAME, la Régie considère qu'il est de la responsabilité du Transporteur de se conformer aux lois et règlements de nature environnementale. Dans l'exercice de ses pouvoirs, la Régie examine la justification des investissements demandés par le Transporteur pour s'acquitter de ses obligations en vertu d'autres lois et règlements, dont les normes environnementales. Cependant, elle n'a pas le mandat de déterminer si le Transporteur respecte ou non ses obligations en matière environnementale. Un tel mandat relève d'instances autres que la Régie. »

La Régie se prononce sur chacune des parties contestées du mémoire en considérant les arguments du Transporteur et du GRAME ainsi que les décisions précitées.

DEMANDE DE RADIATION # 1 : LE DERNIER PARAGRAPHE DE LA PAGE 20, LES PAGES 21 ET 22, LA PAGE 23 ET LE PREMIER PARAGRAPHE DE LA PAGE 24

Le GRAME traite de sujets relatifs à une liste de terrains à réhabiliter et au poste « *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations* » des bilans consolidés d'Hydro-Québec. Le Transporteur soutient que ces sujets ne font pas l'objet de l'autorisation du présent dossier. Les parties du mémoire sont par conséquent inutiles, non pertinentes et irrecevables.

Le GRAME estime qu'il doit faire la preuve de l'existence de terrains ou d'actifs immobiliers qui pourraient être réhabilités afin de démontrer que des projets de réhabilitation de sites seraient requis, le cas échéant, dans le cadre des investissements de moins de 25 M\$. Quant à la reconnaissance d'un passif environnemental découlant de la mise hors service d'une immobilisation, le GRAME explique que l'objectif visé est l'établissement du passif à une juste valeur et la création de projets d'investissements qui correspondent à cette problématique.

Le Transporteur réplique que le GRAME ne traite pas de la justification des investissements requis par le Transporteur mais plutôt de projets éventuels que le Transporteur pourrait avoir à réaliser à plus ou moins long terme. La Régie n'a pas à se prononcer sur des projets éventuels et donc, la preuve du GRAME à ce sujet est non pertinente au dossier.

Quant à la reconnaissance d'un passif environnemental lors de la mise hors service d'une immobilisation, le Transporteur réitère qu'un tel sujet ne relève pas du présent dossier.

La Régie constate que la preuve du GRAME comprend certaines réflexions et conclusions portant sur les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et à la reconnaissance de passifs à ce titre dans les états financiers du Transporteur.

La Régie considère que ces sujets ne font pas partie des sujets à débattre dans le présent dossier. En conséquence, elle ne considèrera pas ces éléments aux fins de sa décision. Cependant, la radiation du texte, telle que demandée par le Transporteur, est rejetée puisqu'elle aurait pour effet d'affecter l'intégrité et la compréhension des autres propos exprimés par l'intervenant dans la même section de la preuve.

La Régie ne considèrera pas non plus, aux fins de sa décision, les deux derniers paragraphes de la page 56 ainsi que les paragraphes de la page 57 qui précèdent la section « *Dossier MDDEP sur les terrains contaminés* » puisque cette partie du mémoire réfère à ces mêmes sujets.

DEMANDE DE RADIATION # 2 : LES PAGES 25 ET 26, SAUF LES DEUX DERNIERS PARAGRAPHES DE CETTE DERNIÈRE PAGE, LES PAGES 27 À 30 AINSI QUE LES ANNEXES 1 À 4 DU MÉMOIRE

Le GRAME traite de sujets qui portent sur le répertoire des terrains contaminés du Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) et sur deux dossiers relatifs aux sites du Transporteur. Le Transporteur juge que ces sujets ne sont pas utiles ni pertinents puisqu'ils ne respectent pas l'objet du présent dossier et font référence à des sujets sur lesquels la Régie a déjà indiqué qu'elle n'avait pas le mandat de se prononcer, notamment dans les décisions D-2008-020 et D-2008-117.

Le GRAME soumet qu'il cherche à démontrer que les risques pour l'environnement sont présents et même additionnels dans un cadre de pérennité des équipements et de présence de BPC dans les équipements. La recherche déposée en preuve lui permet de justifier sa prise de position concernant les investissements réclamés par le Transporteur pour ses bassins de récupération et d'investissements en murs coupe-feu.

Le Transporteur réplique que le GRAME n'a pas établi de lien entre les projets présentés par le Transporteur qui découlent d'exigences internes et les informations présentées dans son mémoire.

La Régie constate que le GRAME ne demande pas à la Régie d'émettre quelque conclusion que ce soit sur les cas spécifiques de sites contaminés rapportés dans sa preuve. Le GRAME présente les résultats de sa recherche qui lui permettent de justifier une recommandation

favorable quant à la demande du Transporteur d'investir un montant de 11,6 M\$ pour 2009 pour ajouter des bassins de récupération.

La Régie juge que cette partie de la preuve du GRAME est pertinente, dans la mesure où elle vise à justifier sa position sur les investissements du Transporteur. Cependant, la Régie ne considérera pas le dernier paragraphe de la page 27 du mémoire qui concerne les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, pour les mêmes motifs que ceux énoncés précédemment.

DEMANDE DE RADIATION # 3 : LA PAGE 33 DU MÉMOIRE QUI DÉBUTE PAR LE TITRE « LES BPC, UN RISQUE ADDITIONNEL POUR L'ENVIRONNEMENT » ET SE TERMINANT À LA PAGE 34 PAR LA RÉFÉRENCE AU SITE WEB DE WIKIPÉDIA

Le GRAME dépose une preuve qui traite de la toxicité des BPC pour l'environnement. Le Transporteur demande la radiation de cette partie de la preuve au motif que le GRAME traite de sujets qui ne sont pas utiles et pertinents puisqu'ils ne respectent pas l'objet du présent dossier et font référence à des sujets sur lesquels la Régie a déjà indiqué qu'elle n'avait pas le mandat de se prononcer, notamment dans les décisions D-2008-020 et D-2008-117.

Le GRAME rappelle que dans la décision D-2008-020, la Régie avait conclu que la grille d'analyse tenait suffisamment compte des impacts environnementaux, considérant l'ensemble des autres facteurs devant être pris en compte en gestion de la pérennité des actifs. La preuve du GRAME portant sur la toxicité des BPC vise à démontrer que la présence de BPC dans l'environnement constitue un risque additionnel qui devrait être pris en compte dans la grille d'analyse du Transporteur.

La Régie comprend que la partie du mémoire contestée traitant de la toxicité des BPC a pour objectif de démontrer qu'un équipement qui contient des BPC est plus à risque qu'un équipement qui n'en contient pas. Le GRAME s'appuie sur cette démonstration pour proposer, dans la section intitulée « *Stratégie et protection de l'environnement* » (page 34 du mémoire), que la grille d'analyse du risque du Transporteur favorise les interventions sur les équipements qui contiennent des BPC en priorité.

La Régie juge que la preuve sur la toxicité des BPC est pertinente, dans la mesure où elle sert à justifier une recommandation du GRAME à l'égard d'un sujet en lien avec le présent dossier, soit la grille d'analyse du risque utilisée dans la stratégie de gestion de la pérennité des actifs du Transporteur.

La Régie rejette donc la demande de radiation de cette partie de la preuve.

DEMANDE DE RADIATION # 4 : LA PARTIE DE LA PAGE 37 DU MÉMOIRE QUI DÉBUTE PAR « PAR AILLEURS, RAPPELONS [...] » ET SE TERMINANT PAR « ENREGISTRÉ POUR LE CAS DE LIGNE DE TRANSPORT »

Le Transporteur conteste cette partie du mémoire qui traite du sujet relatif au poste « *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations* ». Le Transporteur estime que ce sujet n'est pas pertinent ni utile au présent dossier.

La Régie juge que cette partie du mémoire n'est pas pertinente pour les mêmes motifs que ceux énoncés précédemment. Elle ne tiendra donc pas compte de la preuve du GRAME à cet égard.

DEMANDE DE RADIATION # 5 : LA PAGE 39 DU MÉMOIRE QUI DÉBUTE PAR LE TITRE « REVUE DU RÈGLEMENT SUR LES BPC » JUSQU'AU PREMIER PARAGRAPHE DE LA PAGE 43

Le GRAME traite de sujets relatifs au règlement sur les BPC. Le Transporteur estime que ces sujets ne sont pas utiles ni pertinents puisqu'ils ne respectent pas l'objet du présent dossier et font référence à des sujets sur lesquels la Régie a déjà indiqué qu'elle n'avait pas le mandat de se prononcer, notamment dans les décisions D-2008-020 et D-2008-117.

Le GRAME explique que cette preuve a été déposée afin d'effectuer un suivi de ses positions antérieures sur ce sujet. En effet, à la suite des modifications apportées au projet de règlement, la position du GRAME s'est modifiée considérablement par rapport au dossier précédent. Le GRAME estime qu'il est important qu'un intervenant puisse assumer ses positions antérieures et les modifier lorsque nécessaire.

Le Transporteur réplique que la Régie, dans sa décision D-2008-020, a déjà statué sur la préoccupation du GRAME quant aux BPC et a clairement indiqué que ce type de demande ne relevait pas de sa compétence. Quant à l'argument du suivi, le Transporteur estime que pour être utile, le suivi en question doit porter sur un sujet qui n'a pas été exclu ou sur lequel la Régie s'est déjà prononcée ou dite satisfaite, ce qui n'est pas le cas.

La Régie réitère qu'il est de la responsabilité du Transporteur de se conformer aux lois et aux règlements de nature environnementale et elle n'a pas le mandat de déterminer si le Transporteur respecte ou non ses obligations en la matière.

Toutefois, la Régie doit considérer le contexte dans lequel le GRAME fait référence au *Règlement sur les BPC* afin de juger de sa pertinence. La Régie constate que le GRAME ne cherche pas à démontrer que le Transporteur ne respecte pas ses obligations en matière environnementale. La référence au *Règlement sur les BPC* sert, entre autres, à faire le lien avec la recommandation suivante du GRAME qui se trouve à la section « *Budget additionnel* ».

« Le Transporteur devra, dès maintenant, modifier sa Stratégie de gestion de la pérennité afin d'ajouter un critère décisionnel pour le retrait de tous ses équipements contenant des BPC, dont la concentration est d'au moins 50 mg/kg, lorsqu'ils sont situés à moins de 100 mètres d'un lieu sensible. » (Page 43 du mémoire) (nos soulignés)

La Régie juge que la référence au *Règlement sur les BPC* est pertinente, dans la mesure où elle sert de mise en contexte à une recommandation du GRAME à l'égard d'un sujet pertinent, soit la stratégie de gestion de la pérennité des actifs du Transporteur.

En conséquence, la Régie rejette la demande de radiation à l'égard de cette partie de la preuve du GRAME.

DEMANDE DE RADIATION # 6 : LA PAGE 49 DU MÉMOIRE QUI DÉBUTE PAR LE TITRE « PRINCIPE DE PRÉCAUTION » ET QUI SE TERMINE À LA FIN DE LA PAGE 50

Le GRAME traite du retrait préventif d'équipements en vertu du principe de précaution. Le Transporteur soumet qu'il s'agit d'un sujet qui n'est ni utile ni pertinent, puisqu'il ne

respecte pas l'objet du présent dossier et porte sur un aspect sur lequel la Régie n'a pas le mandat de se prononcer.

Le GRAME ne voit pas en quoi la mention du principe de précaution cause préjudice au Transporteur. Le principe de précaution est mentionné afin de détailler et de justifier le texte précédent et le GRAME le considère utile au contexte de son mémoire.

Le Transporteur indique qu'il ne s'agit pas de déterminer si l'extrait du mémoire relatif au principe de précaution porte préjudice au Transporteur mais plutôt en quoi cet extrait est pertinent. Par ailleurs, le Transporteur soumet que le GRAME n'a pas fourni d'explications et d'arguments justifiant la pertinence de cette partie de la preuve.

La Régie comprend que le GRAME invoque le principe de précaution comme argument pour appuyer sa proposition de traiter les équipements contenant des BPC en priorité dans le cadre de la Stratégie de gestion de la pérennité des actifs. Selon la Régie, cette partie de la preuve du GRAME touche un sujet pertinent au présent dossier et est donc recevable.

Elle rejette donc la demande de radiation de cette partie de la preuve.

3. IMPACT SUR LE CALENDRIER

Dans sa lettre du 10 novembre 2008, la Régie acceptait de proroger le délai prévu au calendrier pour les demandes de renseignements portant sur les passages contestés de la preuve du GRAME.

Compte tenu de la présente décision, la Régie modifie le calendrier de la manière suivante :

- 26 novembre 2008 pour les demandes de renseignements au GRAME sur les parties de sa preuve ayant fait l'objet des contestations;
- 2 décembre 2008 pour les réponses du GRAME aux demandes de renseignements;
- 9 décembre 2008 pour les observations finales du Transporteur.

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

REJETTE la demande du Transporteur de radier certaines parties de la preuve du GRAME;

ACCUEILLE en partie les objections du Transporteur quant à la pertinence de certains sujets abordés par le GRAME, tel que précisé dans la présente décision.

Richard Carrier
Régisseur

Lucie Gervais
Régisseur

Jean-François Viau
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^c Denis Falardeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M^c Sébastien Leblond;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^c André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^c Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^c Carolina Rinfret et M^c F. Jean Morel;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^c Dominique Neuman;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^c Steve Cadrin.

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-3669-2008
Phase 2

HYDRO-QUÉBEC, when carrying on
electric transmission activities

and

Intervenors

EXPERT REPORT

OF

CRAIG R. ROACH, Ph.D.

ON BEHALF OF

ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.

SEPTEMBER 28, 2010

BOSTON PACIFIC COMPANY, INC.

TABLE OF CONTENTS

I. QUALIFICATIONS.....	1
II. THE HARMONIZATION OF ATC ISSUE.....	3
A. Purpose, Background, and Summary.....	3
1. Purpose and Background.....	3
2. Summary.....	6
B. Evidence.....	13
1. What is the purpose of harmonization?.....	13
2. What is the right level of ATC after harmonization?.....	17
3. What is the right allocation of the ATC?.....	19
a) Rollover rights under Section 2.2.....	20
b) Curtailment under Section 13.6.....	30
c) An alternative approach to allocation of ATC.....	33
4. Potential commercial and anticompetitive harm.....	35
5. A case precedent from the British Columbia Utilities Commission.....	37
III. THE TRANSMISSION PLANNING PROCESS ISSUE.....	42
A. Purpose, Background, and Summary.....	42
1. Purpose and Background.....	42
2. Summary.....	43
B. Evidence.....	46
1. Reciprocity and Attachment K.....	46
2. The FERC's Motivations for Attachment K.....	48
3. Substantial conformance with or superiority to the <i>pro forma</i>	51
4. Attachment K as protection against undue discrimination.....	57
ATTACHMENT ONE.....	60

I. QUALIFICATIONS

1. My name is Craig R. Roach. I am the President of Boston Pacific Company, Inc. (Boston Pacific). My business address is 1100 New York Avenue NW, Suite 490 East, Washington, DC 20005.
2. I have thirty-five years of experience with investments in, litigation concerning, and policies for the electricity business and other energy businesses. Today, much of my work involves advising regulatory commissions and others on major electricity industry policies, procurements, and investments.
3. I have extensive experience as an expert witness in the electricity business. I have testified or submitted comments before the Federal Energy Regulatory Commission on more than 30 occasions and before 24 State Commissions (some on multiple occasions). I have testified before three Canadian Provincial Boards, including the Régie de l'énergie. I also have testified in arbitrations, in State Courts, in Federal Court, before a City Council, and before a U.S. Congressional Sub-Committee. I have attached a list of my testimony and other publications in Attachment One.
4. I earned my Ph.D. in Economics from the University of Wisconsin. I earned my B.S. in Economics, *cum laude*, from John Carroll University. I now serve

on the Advisory Board to the University of Wisconsin's Department of
Economics.

II. THE HARMONIZATION OF ATC ISSUE

A. Purpose, Background, and Summary

1. Purpose and Background

5. The purpose of Section II of my Report is to respond to Hydro-Québec TransÉnergie's (HQT's) proposed changes to its methodology for calculating Available Transfer Capability or ATC on its interconnections with neighboring systems. These proposed changes are reflected in the new Attachment C-1 which is part of HQT's proposed modifications to its Open Access Transmission Tariff or OATT.¹ Mr. Philip Q. Hanser is HQT's expert witness on this topic.

6. My focus in this section is on Attachment C-1 by which HQT proposes to take account of conditions in neighboring transmission systems when calculating ATC for interconnections with those systems. It is my understanding that, for the Québec-New England Intertie, HQT has not previously taken account of such conditions in neighboring systems when calculating ATCs for interconnections.² Specifically, in its Attachment C-1 HQT states:

The transfer capability of a neighboring system has an impact on the amount of power that can be transferred over interconnections. Except for interconnection facilities jointly owned by the Transmission provider and neighboring system's transmission provider, parameters outside the Transmission Provider control (facility outages, system operating

¹ Proposed Hydro-Québec Open Access Transmission Tariff, HQT-4-01R.

² HQT, *Interconnection HQT-NE-HQT*, June 11, 2008 at Section 2.3
<http://www.transenergie.com/oasis/hqt/en/schemas.htmlx>.

conditions and limits) that affect the transfer capability of neighboring systems may be factored into the Transmission Provider TTC calculations.³

7. Mr. Hanser reviewed this language and approved of it. He stated:

I have reviewed TransÉnergie's Methodology for the calculations of ATC for interfaces with neighboring systems and I conclude that TransÉnergie has put into place a procedure to ensure that its ATC calculations are consistent with neighbouring systems' ratings.⁴

8. To justify its new Attachment C-1, HQT seems to rely on what I will refer to as the "890 Orders" issued by the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC).⁵ More precisely, HQT takes the position that the 890 Orders require that the calculation of ATC must take into account, when applicable, transmission constraints in neighboring areas.⁶ HQT refers to this as a requirement for "harmonization", a term of art which requires more explanation.

³ Proposed Hydro-Québec Open Access Transmission Tariff, HQT-4-01R at Original Sheet No. 202.

⁴ *Expert Report of Philip Q. Hanser, On behalf of Hydro-Québec TransÉnergie*, R-3669-2008 Phase 2, June 2010 ("Hanser") at ¶5.

⁵ *Hanser* at ¶5. The 890 Orders are as follows: *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Order No. 890)*, FERC Docket Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, February 16, 2007; *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Order No. 890-A)*, FERC Docket Nos. RM05-17-001 and 002, RM05-25-001 and 002, December 28, 2007; *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Order No. 890-B)*, FERC Docket Nos. RM05-17-003 and RM05-25-003, June 23, 2008; *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Order No. 890-C)*, FERC Docket Nos. RM05-17-004 and RM05-25-004, March 19, 2009; *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Order No. 890-D)*, FERC Docket Nos. RM05-17-005 and RM05-25-005, November 19, 2009.

⁶ *Hanser* at ¶5.

9. In essence, HQT states that harmonization requires that it sets the ATC for firm service on an intertie to the “lowest common denominator.” – in effect, the lowest ATC set on either side of an intertie.⁷ For example, on the Hydro Québec – New England Intertie, HQT claims harmonization requires that the ATC for firm service be lowered from a nominal 2,000 MW to 1,200 MW.⁸ Further, and equally important, HQT chose an allocation methodology that results in all of the remaining 1,200 MW of ATC on this Intertie being allocated to its affiliate who buys and sells power in U.S. wholesale markets.
10. To illustrate the impact of HQT’s proposed approach to harmonization, note that my client, Énergie Brookfield Marketing Inc., (EBMI) holds Transmission Service Agreements with HQT for 306 MW of Long-Term Firm Point-to-Point Transmission service on the Canadian segment of the Québec-New England Intertie termed Phase I/II HVDC-TF or, herein, the Intertie. In addition to the HQT service, EBMI also has secured commensurate firm transmission service on the U.S. segment of the Phase I/II HVDC-TF for 282 MW.⁹ EBMI uses these transmission service agreements in combination to reliably enter into and fulfill power sales contracts that it secures with electricity buyers in New England and elsewhere in the Northeast United

⁷ Ibid., at ¶ 17-18.

⁸ *Complaint against Hydro-Québec in respect of its electricity transmission activities and application for a safeguard order to protect the rights of the plaintiff, Énergie Brookfield Marketing Inc.*, March 14, 2010 (“*March 14 Complaint*”) at Exhibit EBMI-15 in March 14, 2010 Complaint.

⁹ *March 14 Complaint* at page 11 and Exhibit EBMI-20 in March 14, 2010 Complaint.

States.¹⁰ The Service Agreements with HQT were made under HQT's Open Access Transmission Tariff (Tariff) and were all entered into prior to HQT's attempted harmonization.

11. HQT informed EBMI in early 2010 that it will not honor the rollover rights in these service agreements¹¹ – that is, HQT has refused to renew these service agreements as required under its existing Tariff. The basis for HQT's refusal is the reduction in ATC resulting from HQT's chosen approach to harmonization. EBMI filed complaints against HQT before the Régie de l'énergie (Régie) on March 14, 2010 (P-130-001) and on June 8, 2010 (P-130-003).¹² I submitted an Expert Report in those Complaint proceedings and testified at the trial.¹³

2. Summary

12. A crucial threshold issue is whether HQT must gain the Régie's prior approval to define and to implement its harmonization proposal. HQT's actions are contradictory in this regard. On the one hand, HQT has already implemented harmonization in the specific instances in which it denied EBMI's contractual right to renew its transmission service agreements. On

¹⁰ *March 14 Complaint* at page 11.

¹¹ *Ibid.*, at page 7.

¹² *Complaints against Hydro-Québec in respect of its electricity transmission activities and application for a safeguard order to protect the rights of the plaintiff, Énergie Brookfield Marketing Inc.*, March 14, 2010 and June 8, 2010, (“*March 14 Complaint*” and “*June 8 Complaint*”).

¹³ *Expert Report of Craig R. Roach, Ph.D., on Behalf of Énergie Brookfield Marketing Inc.*, P-130-001 and P-130-003, July 30, 2010.

the other hand, HQT has come to this Rate Case proceeding asking for the Régie's approval for its modified OATT including the newly proposed Attachment C-1.

13. My view is that with respect to the Québec-New England Intertie, HQT should have gained Régie approval to define and to implement its proposed harmonization. I say this because harmonization is such a substantial change to HQT's OATT and because it could do such substantial harm to competitors of HQ and its affiliates. HQT's decision to implement its proposed harmonization is not appropriate. Indeed, rather than furthering the goals of the 890 Orders, HQT's implementation would seem to go against those goals. That is, HQT's failure to fully explain and justify its harmonization proposal would be more likely to raise concerns about undue discrimination than to mitigate such concerns.
14. To justify the proposed harmonization, HQT should have created a full record in this Rate Case which (a) states the purpose of harmonization and demonstrates that this purpose is served by HQT's chosen approach, (b) justifies the level of ATC required by harmonization, (c) justifies the allocation of the remaining ATC, and (d) demonstrates HQT's allocation is consistent with all the other rights and obligations under the Tariff – Sections 2.2 and 13.6 in particular.

15. As to the purpose for a harmonization proposal, I agree that FERC's 890 Orders require that the ATCs on two sides of an interconnection must be consistent – although FERC made it clear that it did not mean identical.¹⁴ So I agree that, at some point, there is a need for something like a harmonization plan. However, the “consistency” should serve some purpose. For example, HQT has not shown its proposed reduction in ATC on the Québec-New England Intertie is necessary to address a reliability concern or to reduce congestion or to alleviate undue discrimination. Put simply, HQT has proposed a “solution”, but has not stated the problem it intends to solve.

16. HQT's action does not appear to have been coordinated with its neighbors on the New England side of the Intertie. HQT decided to cut ATC to 1,200 MW on the Canadian side of the Intertie. In sharp contrast, an ISO New England document dated August 30, 2010, stated:

The Phase I/II HVDC-TF is a controllable DC inter-Control Area tie line. Therefore it is not necessary to coordinate the Phase I/II HVDC-TF ATC values with the Hydro-Québec Control Area.¹⁵

17. As to the level of ATC, also relevant is the fact that there has been debate in the past on what the New England side limit for firm transmission service should be. For example, a 2007 briefing by ISO New England suggested that the transfer limit along this Intertie should be 1,400 MW for purposes of ISO

¹⁴ Order No. 890-C at ¶9.

¹⁵ *ISO New England Inc. Transmission, Markets and Services Tariff, Schedule 20A Point-to-Point Service over the Phase I/II HVDC Transmission Facilities (Phase I/II HVDC-TF Service)* (“Schedule 20A”) at page 44.

New England's capacity requirements.¹⁶ At a minimum, HQT should provide a full, quantitative account of the experience with schedules and power flows on the Intertie to support the level it chooses for ATC. Further, since a firm ATC greater than 1,200 MW could be beneficial to both Québec and New England, HQT should explore with its neighbors the chances of an agreement on a higher level of ATC.

18. As to allocation of ATC, HQT has failed to justify the specifics of its proposal. To provide such a justification for the specifics, HQT would have to provide its analysis of alternative methods of allocation. Further, HQT would have to evaluate the alternatives based on principles such as economic efficiency, fairness, and consistency with other contractual requirements in its OATT. HQT has simply failed to provide the Régie with the necessary record. It has neither identified alternatives nor evaluated alternatives based on a reasonable set of principles.

19. It would not be sufficient for the Régie to approve amendments like C-1; the Régie also should assess the impact of those amendments on transmission customers and determine how to approach any ATC reduction. As to the right approach to the allocation of any ATC reduction, I discuss two alternatives. The first is that the Régie certainly could rule that a *pro rata* allocation is

¹⁶ *Hydro-Québec Phase II Interconnection Total Transfer Capability Assumption for Determining New England Installed Capacity Requirements for 2010/11*, ("2007 ISO-NE Briefing") Peter Wong. ISO New England Power Supply Planning Committee Meeting, April 19, 2007. page 8.

required to be consistent with sections 2.2 and 13.6 of the HQT OATT. The appeal of this method comes from the fact that it is consistent with important rights elsewhere in the HQT OATT; note, too, that these rights are supported by substantial FERC precedents which require *pro rata* allocation when ATC is no longer sufficient to serve all existing firm transmission customers.

20. FERC precedents also show a close tie between rollover rights and the requirement for *pro rata* allocation. The link is that, under its Tariff, HQT cannot deny a request for a rollover under Section 2.2 because of a reduction in ATC. That is, if, as HQT claims, after harmonization there is no longer sufficient ATC to serve all existing firm transmission customers on the Intertie, HQT's options are to either curtail all existing customers or to build more transmission capability. And, if curtailment is the chosen option, Section 13.6 of the Tariff dictates that the curtailment must be done on a *pro rata* basis.

21. In the Complaint Case HQT has refused to grant rollover rights and a *pro rata* allocation since it equates a rollover request from an *existing* customer like EBMI to a request for transmission service from a *new* customer.¹⁷ The FERC has addressed this issue on many occasions and has consistently ruled that a rollover request is not the same as a new request. FERC's purpose in providing rollover rights in its *pro forma* Tariff is to give equal treatment to

¹⁷ March 14 Complaint at page 10.

all existing long-term firm transmission customers by giving them priority over new customers. That is, to prevent undue discrimination, once a customer has been granted such firm transmission service, it is put on an equal footing with all other existing long-term firm transmission customers – including most notably the transmission provider’s affiliates.

22. However, there are options other than pro rata allocation that the Régie could consider in this Rate Case. For example, the second alternative I discuss starts with HQT’s argument that the only way to harmonize is for HQT to set the level of firm ATC on the Canadian segment of the Intertie equal in total to that on the New England segment of the Intertie – HQT says this is 1,200 MW. Consistent with this, it seems obvious that the allocation of the total firm ATC on the Canadian segment should also match that on the New England segment; put simply, for example, EBMI has secured 282 MW of firm transmission service on the New England segment so it should be allocated 282 MW on the Canadian segment. This is fair in the sense that the remaining ATC goes to the transmission customers who have gone to the expense of buying firm transmission on both segments. And it is economically efficient because it would mean that customers have firm transmission on the full trip to New England rather than having an ineffective mix of firm and non-firm service. To draw an analogy, having a non-firm segment would be like flying standby on one leg of a flight – the standby leg would undermine the value of the full-fare leg.

23. The bottom line is that the Régie should reject HQT's approach to harmonization and determine an approach which is non-discriminatory, economically efficient, fair, and consistent with other provisions of the Tariff.

Specifically, I submit that Régie should reject HQT's harmonization plan if it leads to an approach to allocation that (a) violates Section 2.2 of the Tariff by wrongfully denying EBMI's rollover request and (b) violates Section 13.6 of the Tariff by failing to propose *pro rata* curtailment for all long-term firm customers to accommodate any reduction in ATC.

24. It is important to see that these concerns about determining the right level and allocation of ATC are not motivated by abstract OATT concepts, but, rather, they are motivated by the fact that HQT's actions can cause commercial and anticompetitive harm to existing firm transmission customers. The commercial harm comes because these customers have or will secure contracts to deliver electric energy and other products to customers in the Northeast U.S. and there are penalties and possible defaults if it does not live up to those contracts. The anticompetitive harm comes because HQT's affiliate and the transmission customers are competitors in selling renewable power from Canada into the U.S.; if only for transparency and undue discrimination concerns, it cannot appear that HQT can simply push aside a competitor and harm its reputation.

25. Finally, HQT makes a change to Section 2.2 which is not required by the 890 Orders. HQT strikes the word "new" before "Eligible Customer". The Régie should require HQT to explain its intent with and the impact of this change.

B. Evidence

1. What is the purpose of harmonization?

26. As already explained in the Summary above, I find that HQT did not give the Régie the full record it needs to approve the Tariff changes and the harmonization plan HQT proposes. HQT failed to provide the necessary, full record because it failed to address the right issues. The four issues are: (a) What is the purpose of harmonization and how does HQT's chosen approach serve that purpose? (b) What is the right level of ATC required by harmonization? (c) What is the right allocation of the ATC which remains after harmonization? and (d) Is HQT's chosen approach to allocation consistent with the other rights and obligations under the Tariff?

27. As to the purpose of harmonization, I agree that the FERC 890 Orders require "consistent" ATCs on the two sides of an interconnection. One central theme in the FERC 890 orders is the required exchange of information among transmission providers to achieve accurate ATC calculations. For example, in Order No. 890-A, FERC affirmed that data must be exchanged between neighboring transmission systems and that the ATC values calculated should be consistent across systems. FERC states that, in order to calculate accurate

ATC values, conditions on adjacent transmission systems must be accounted for. FERC stated the following:

[W]e clarify that adjacent transmission providers must coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC values on either side of a single interface. This is applicable to any neighboring transmission providers no matter whether they use the same or different ATC methodologies.¹⁸

28. On June 23, 2008, FERC issued Order 890-B to provide further clarification in response to intervenor comments. One of the issues that FERC discusses in detail is “consistency and transparency of ATC Calculations.” First, FERC reemphasizes its statements provided in Order 890-A, and even seems to go a step further by defining “consistent ATC values” as being “identical ATC values.”

The Commission affirms the clarification provided in Order No. 890-A that adjacent transmission providers must coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC values on either side of a single interface. We disagree with petitioners arguing that “consistent” ATC values should not be interpreted as identical.¹⁹

29. However, there was substantial push back by intervenors on the use of the word identical and in response to intervenors’ assertions that having identical ATC values on either side of a single interface is “not reasonably achievable”, FERC went on to say:

¹⁸ Order No. 890-A at ¶52.

¹⁹ Order No. 890-B at ¶15.

We recognize that factors such as timing of reservation requests, acceptances, and confirmations, and multiple interfaces between and among transmission providers, can make it difficult to achieve coincidental, identical postings of ATC values on both sides of an interface. However, as the Commission explained in Order No. 890, if all of the ATC components and certain data inputs and assumptions are consistent, the ATC calculation methodologies being finalized by NERC through the reliability standards development process should produce predictable and sufficiently accurate, consistent, equivalent, and replicable results. We therefore disagree that the directive to coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC values on either side of an interface was newly imposed in Order No. 890-A. The Commission simply clarified that the requirement stated in Order No. 890 applies equally to calculations of ATC on either side of an interface.²⁰

The language which is repeated here suggests that the results of any ATC calculation should, on either side of a seam, be “accurate, consistent, equivalent, and replicable.”

30. In Order 890-C FERC further clarified the statement that it made in 890-B:

The requirement, then, is not to achieve identical postings of ATC values on either side of an interface, as NorthWestern contends. The requirement is, instead, to achieve consistency in such values through the development of ATC calculation methodologies that produce sufficiently accurate, consistent, equivalent, and replicable results. In some instances, it may be possible for transmission providers under these methodologies to achieve identical ATC values on either side of an interface. In others, such as when there are differences in reservation status or when there are multiple interfaces between the transmission providers, it may not be possible or even practical to achieve identical values.²¹

31. I take special note that FERC is saying that the path to achieving the consistency that it wants requires substantial information exchange by the

²⁰ Ibid.

²¹ Order No. 890-C at ¶9.

neighboring transmission systems. If such an information exchange took place, then HQT should make it part of the record. However, we cannot find any evidence filed by HQT in this proceeding that such an exchange took place or that “consistency” was discussed in any depth. Take for example the major Québec-New England Intertie. HQT has determined that, to be “consistent”, it must set the ATC on the Canadian side of this Intertie equal to the ATC on the American side. HQT has not achieved a formal agreement on this with the ISO New England. As already quoted in the Summary, an ISO New England document dated August 30, 2010 stated that there was no need to coordinate ATCs on the Québec-New England Intertie. Specifically, the document said:

Coordinating ATC Calculations

The Phase I/II HVDC-TF is a controllable DC inter-Control Area tie line. Therefore it is not necessary to coordinate the Phase I/II HVDC-TF ATC values with the Hydro-Québec Control Area.²²

32. All I have is this quote and I do not want to read too much into a single sentence. One interpretation is that ISO New England sees no need for harmonization on this Intertie because there has been an inconsistency in ATCs on the two segments of the Intertie for many years. Further, ISO New England points to the fact that this is a “controllable DC” line, indicating the direct current (DC) flow would have to be deliberately converted to

²² *Schedule 20A* at page 44.

alternating current (AC) to impact the broader ISO New England AC system.

Perhaps this is a call to keep things as they are.

33. This leads me to ask a common sense question – what is the purpose of the consistency HQT wants to achieve and how does HQT’s approach to harmonization serve that purpose? HQT has not defined a reliability or congestion or discrimination problem. In sum, HQT fails to state the problem its harmonization solution is intended to solve.

2. What is the right level of ATC after harmonization?

34. As to the level of ATC, it seems that HQT believes the reduction in firm ATC on one or more Interties is necessary to comply with new rules from the U.S. FERC as stated in its 890 Orders. HQT reads the relevant sections to require that transmission constraints in neighboring areas must be taken into account when determining the firm ATC on the Intertie. I agree that, at some point, the level of firm transmission service on the Canadian and U.S. segments of the Intertie should be made consistent (not necessarily identical) as required by the 890 Orders. However, HQT must establish a full record to support a particular level of ATC.
35. For example, the amount of firm transmission service that is made available on the New England segment of the Intertie is limited to 1,200 MW, 800 MW

below the full capability of the line.²³ As explained in filings to FERC, the reason for this limit is that the Intertie can become the largest contingency in the NYISO, PJM, and/or New England regions if it exceeds a firm ATC of 1,200 MW.²⁴

36. Before HQT can implement any harmonization it should create a record which supports the extent of any reduction it proposes in firm transmission service on any intertie. As a start, HQT should provide an hourly record of the historical operating experience on the intertie. For example, with the Québec – New England Intertie, how much firm transmission service has been sold on both the Canadian and U.S. segments of the Intertie, and to whom? How often has this service been curtailed and for what reasons?
37. Further, HQT should explain why it seems that ISO New England, as documented earlier, does not believe the ATC, on the Canadian and the U.S. section of the Intertie must be “coordinated”.
38. HQT should also take account of the fact that there seems to be some differences of opinion on the right level of firm ATC on the New England segment of the Intertie. In 2007, for example, a case was made by ISO New

²³ *ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces, Version 3.1*, March 27, 2009 (“ISO-NE Calculation”).

²⁴ *Ibid.*, at page 15 and *Procedure to Protect for the Loss of Phase II Imports*, FERC Docket No. ER07-231-000, November 16, 2006 at page 4.

England that the transfer limit should be 1,400 MW for purposes of its capacity requirements. ISO New England stated:

ISO New England proposes a Hydro-Quebec Phase II Transmission Facility Transfer Capability of 1,400 MW for use in all studies relating to the development of the Installed Capacity Requirements for the 2010/2011 Power Year.²⁵

This is not to suggest that this one document is enough to support a 1,400 MW firm ATC, but, rather, that the record has to be developed before the Régie can be asked to make its decision. Since a higher firm ATC is in everyone's interest, suppliers and consumers alike, this is a record worth having.

39. HQT's expert on its proposed ATC calculation methodology, Mr. Hanser, does not address these implementation issues. He only addresses at a general level the concept of the new Attachment C-1. Again, I will offer the opinion that it is not sufficient for the Régie to approve amendments like C-1; the Régie should also assess the impact of those amendments on transmission customers and determine how to address ATC reduction.

3. What is the right allocation of the ATC?

40. I turn now to the third and fourth of the four questions HQT has failed to address. The third question is what is the right allocation of the ATC which

²⁵ 2007 ISO-NE Briefing at page 8.

remains after harmonization? The fourth (and closely related) question is what approach to allocation is consistent with the other terms of the Tariff? These two questions need to be answered simultaneously. To that end, consideration of Section 2.2 (which covers rollover rights) and Section 13.6 (which prescribes an approach to curtailment) are key to a choice of allocation methods. Finally, I illustrate the potential for innovative allocations of ATC in a final section under this heading.

a) Rollover rights under Section 2.2

41. HQT's mistaken interpretation of rollover rights under section 2.2 of its OATT, as explained above, is one important reason the Régie should reject HQT's approach to allocating ATC after harmonization. For that reason, this section goes into considerable detail on the FERC's rulings on rollover rights, in general and in cases of a reduced ATC, in particular.

42. Again, as background, note that EBMI has four executed Long-Term Firm Point-to-Point Transmission Service Agreements with HQT on Phase I/II HVDC-TF. EBMI and HQT executed two agreements for a net total of 106 MW on the MATI/HQT/NE path with service that started on April 1, 2007, and executed two additional agreements for a net 200 MW on the ON/HQT/NE path with service to start June 1, 2009.²⁶ Importantly, all of

²⁶ *March 14 Complaint* at pages 1 to 5 and *March 14 Complaint Exhibits* 1, 2, 6, and 7.

these transmission agreements were completed pursuant to the terms and conditions of the HQT Tariff in force at the time of execution.

43. EBMI has renewal rights under its service agreements pursuant to Section 2.2 in both the current and proposed OATT. As stated in the proposed Tariff at Section 2.2 in part:

Existing firm transmission service customers with a contract term of five years or more have the right to continue to use the Transmission Provider's Transmission Service when their contract expires, rolls over or is renewed.... This transmission reservation priority for existing firm service customers is an ongoing right that may be exercised at the end of all firm contracts of five years or longer.²⁷

By denying EBMI's rollover request, HQT has simply refused to comply with the terms of the Service Agreements and its Tariff. Note that HQT's Section 2.2 is modeled after FERC's standard OATT. The proposed change to

Section 2.2 concerning the term of the contract (one year to five years) does not change the nature of the rollover right.

44. In its response to the Complaint, HQT makes several assertions in rebuttal to EBMI which attempt to diminish the rollover rights in its Tariff and, thereby, to justify its denial of EBMI's rollover request. First, in response to EBMI's point that Section 2.2 means it has a "right" to rollover, HQT responded by saying "the OATT makes no mention whatsoever of acquired rights

²⁷ Proposed Hydro-Québec Open Access Transmission Tariff, HQT-4-01R at Section 2.2.

attributable to EBMI.”²⁸ Second, HQT asserts a rollover request “is considered a new request or transmission contract, as stated in OATT Section 2.2.”²⁹ Third, HQT implies that EBMI has a “reservation priority” only when there is a competing request for service – this implies Section 2.2 is only meant as a tie-breaker provision.³⁰ Fourth, HQT asserts that deficient ATC is justification for denying renewals.

45. FERC established the right to renew or rollover long-term firm transmission service in its original open access order in 1996 (Order 888) and FERC has addressed the assertions made by HQT at several points since then. One instructive, on-point case precedent from FERC is the Exelon Generation Company, LLC v. Southwest Power Pool case. In this case, Exelon filed a Complaint after SPP refused to honor Exelon’s rollover rights related to its one-year, long-term firm, point-to-point transmission service agreement. As is asserted by HQT, the reason given by SPP for its refusal to grant the rollover request was that there was no longer sufficient transmission capacity available on the SPP system. As a result of this Complaint FERC issued two orders; an Order granting Exelon’s Complaint (Order Granting Complaint) and an Order denying SPP’s request for rehearing (Order Denying

²⁸ *Hydro-Québec response to February 25, 2010 Complaint from Energie Brookfield Marketing Inc.* (“*Hydro-Québec Response*”), March 11, 2010 at page 4.

²⁹ *Ibid.*

³⁰ *Ibid.*

Rehearing).³¹ Since FERC did not make significant changes in this regard to Section 2.2 with its 890 Orders, this case precedent is still very much on point.

46. In these two Orders, FERC makes most if not all of the points about rollover rights needed to rebut HQT's assertions. In summary, FERC finds that: (a) long-term firm transmission customers do have a *right* to renew or rollover their transmission agreements under Section 2.2 of the OATT, (b) *rollover* requests should not be treated as *new* requests for transmission service, (c) the purpose of rollover rights is not simply to provide a tiebreaking mechanism, but also to allow existing customers to continue to take service, (d) rollover rights can only be limited when a rollover customer fails to match a competing request or there are limitations spelled out in the original service agreement, (e) a reduction in ATC is not a reason to refuse a rollover request, and (f) further, if there is a reduction in ATC, a Transmission Provider must either curtail service according to its OATT or build new transmission facilities.

47. FERC makes it clear in this case precedent that transmission customers with long-term, firm, point-to-point transmission service agreements do have a right, under Section 2.2 of the OATT, to continue to take service from the

³¹ Federal Energy Regulatory Commission, *Exelon Generation Company, LLC v. Southwest Power Pool, Inc., Order Granting Complaint*, Docket No. EL02-86-000, Issued May 31, 2002 and Federal Energy Regulatory Commission, *Exelon Generation Company, LLC v. Southwest Power Pool, Inc., Order Denying Rehearing*, Docket No. EL02-86-001, Issued November 22, 2002.

transmission provider by rolling over or renewing their agreements. In ¶25 of the Order Granting Complaint, FERC states:

The Commission has consistently held that under Section 2.2, all firm transmission customers (requirements and transmission-only), upon the expiration of their contracts or at the time their contracts become subject to renewal or rollover, **have a right to** continue to take transmission service from their existing transmission provider. [Emphasis Added]

FERC reiterates this point in its Order Denying Rehearing at ¶3:

In the May Order, the Commission granted Exelon's complaint and stated that Exelon **has the right** to request a rollover of its existing firm point-to-point transmission service. The May Order explained that SPP is obligated, under Section 2.2 of its OATT (which adopts the language of the Commission's pro forma OATT), to maintain available transmission capacity for its existing long-term transmission customers with rollover rights, such as Exelon, until the time expires for those customers to exercise their rollover rights. [Emphasis Added]

And in ¶15 of the Order Denying Rehearing, FERC states that the intent of rollover rights was to allow long-term customers the right to continue taking service.

Indeed, it was the intent of the Commission in establishing the rollover policy that long-term customers have **the right** to continue to take service and, accordingly, that the transmission provider be in the position of continuing to provide it. [Emphasis Added]

48. Much like HQT, SPP also tried to make the argument that a *renewal* request should be treated as a *new* request under the OATT. However, FERC dismissed this idea in its Order Denying Rehearing at ¶39.

In Entergy, when we stated that "[b]y exercising a right of first refusal an existing transmission customer is, in effect, arranging a new long-term firm point-to-point transmission service," we did not mean that the rollover request was to be treated as a new long-term request for service for purposes of a new determination of available transmission capacity under Section 17.5 or a new system impact study.

Further in ¶40, FERC states that such an interpretation of the OATT would undermine the entire FERC rollover policy.

We did not intend to suggest or imply that a transmission provider would make a determination of available transmission capacity or perform a new system impact study each time that a long-term firm transmission customer elects to roll over its existing transmission service, and SPP's arguments to the contrary are wrong. Indeed, such an interpretation would effectively undermine the entire rollover rights policy established in Order No. 888 and set forth in Section 2.2 of the pro forma OATT.

49. FERC also refutes the notion that the sole purpose of Section 2.2 and rollover rights is to provide a tiebreaking procedure when there is not sufficient ATC to accommodate all requests. While this is one purpose, FERC notes that, more importantly, rollover rights allow existing customers to continue taking service from the transmission provider. In ¶34 of the Order Denying Rehearing, FERC states:

Once again, SPP has misconstrued our previous orders. While it is true, as SPP suggests, that Section 2.2 can serve as a tie-breaking mechanism, that provision is not intended to function only as a tie-breaker. In other words, the rollover rights policy is not intended to apply only when there are competing and substantially similar firm service requests. As we have explained in previous orders, Section 2.2 provides a tie-breaking mechanism when a transmission provider has insufficient transmission capacity and there are competing requests for that available capacity, including an existing long-term firm transmission customer whose

transmission service agreement is up for renewal or rollover. If the transmission provider has insufficient capacity, then Section 2.2 provides a tie-breaker mechanism that gives the transmission customer the right of first refusal. However, in the absence of a competing request for service, the transmission provider is obligated under Section 2.2 to grant a request for rollover by an existing long-term transmission customer (assuming that the transmission agreement contains no restrictions on rollover rights, as discussed above).

50. FERC also discusses the specific instances when a customer's rollover rights may be limited. First, rollover rights can be limited in the sense that an existing, long-term customer must match the term and rate of a competing request. In its Order Granting Complaint at ¶ 25, FERC states:

The underlying contract must have been for a term of one-year or more (i.e., be a long-term contract) and the existing transmission customer must agree to match the rate offered by another potential transmission customer (up to the transmission provider's maximum filed rate at that time) and to accept a contract term at least as long as that offered by the potential customer (sometimes referred to as the right of first refusal).

Second, FERC states that any limitations on rollover must be spelled out in the original service agreement and can only be included for a very limited number of reasons. In ¶28 of the Order Granting Complaint, FERC states:

The Commission has consistently reaffirmed this policy, stating that a transmission provider can deny a customer the ability to rollover its long-term firm service contract only if the transmission provider includes in the original service agreement specific, reasonably forecasted native load needs that will use the transmission capacity provided under the contract at the end of the contract term. Any limitations to the rollover rights must be clearly stated in the customer's service agreement. Because the service agreement at issue here contains no such limitations on Exelon's rollover rights, Section 2.2 of the SPP OATT controls.

51. Finally, and importantly, FERC's decision in the Exelon v. SPP case makes it clear that a reduction in ATC is not one of the reasons a rollover right can be limited. In ¶26 of the Order Granting Complaint, FERC states:

SPP maintains that it is unable to provide the requested service due to changes to existing firm uses on its system including native load growth, changes in external trading patterns, generation dispatch modeling assumptions, and loop flow changes. SPP's arguments in this regard are not sufficient to override Exelon's rollover rights under Section 2.2 of the SPP OATT. Under Section 2.2, SPP is obligated to maintain available transmission capacity for its existing long-term transmission customers with rollover rights, such as Exelon, until the time expires for those customers to exercise their rollover rights.

Furthermore, FERC explains in ¶14 of the Order Denying Rehearing that if there is a reduction in ATC, it is the transmission provider's obligation to either build new facilities or curtail pursuant to its OATT.

A transmission provider is expected to include all long-term transmission customers (i.e., those with rollover rights) in its long-term planning. While it may be the case, as SPP suggests, that subsequent circumstances may negatively impact a transmission provider's available transmission capacity, the presence of such constraints do not give a transmission provider the right to deny a rollover request. Under Section 2.2 of its OATT, SPP is responsible for maintaining available transmission capacity for existing long-term transmission customers with rollover rights, such as Exelon, until the time expires for those customers to exercise their rollover rights. Thus, the constraints that SPP cites are not sufficient to override Exelon's rollover rights. If constraints arise after a transmission provider enters into a long-term agreement with a transmission customer (and that agreement contains no restrictions on the transmission customer's rollover rights), **the obligation is on the transmission provider to either build additional transmission facilities to relieve the constraint or to implement the curtailment procedures set forth in its OATT.** [Emphasis Added]

FERC reiterates this point in ¶21 of the Order Denying Rehearing:

As we have indicated above, if constraints arise after a transmission provider enters into a long-term agreement with a transmission customer (and that agreement contains no restrictions on the transmission customer's rollover rights), the obligation is on the transmission provider to determine whether or not to build additional facilities to accommodate new transmission customers. If the transmission system is constrained to the extent that the transmission provider cannot satisfy its existing transmission customers' contracts, then the transmission provider has the choice of either implementing the curtailment procedures set forth in its OATT or building additional transmission facilities to relieve the constraint.

52. While I quote extensively from this one case precedent, FERC has made the same points at other times over the fourteen-year period since its first open access order. For example, in its original open access order, Order 888, at page 88, FERC made it clear that an existing customer has the right to continue taking service with a renewal or rollover:

A further issue concerning firm contract customers is their right to transmission capacity (and the rate for such capacity) when their contracts expire by their own terms or become subject to renewal or rollover. We have concluded that all firm transmission customers (requirements and transmission-only), upon the expiration of their contracts or at the time their contracts become subject to renewal or rollover, **should have the right** to continue to take transmission service from their existing transmission provider. [Emphasis Added]

53. FERC continued to protect rollover rights in its most recent open access order – the 890 Orders. Here FERC makes it clear once again that, if there are to be any restrictions on rollover rights, they can be for only a very limited list of reasons and, equally important, those restrictions must be announced at the

time the service agreement is first executed. In Order 890A at ¶679, FERC stated:

We reject the argument of South Carolina E&G and South Carolina Regulatory Staff that the Commission should expand the ability of transmission providers to restrict rollover rights by, for example, allowing rollover restrictions to be added at the time of each rollover (rather than only at the initiation of service) or when the need for new facilities arises. We continue to believe that requiring transmission providers to determine at the initiation of service whether they have a reasonably forecasted native load growth need for the capacity strikes a reasonable balance between the transmission provider's needs and those of its customers seeking long-term transmission service with a rollover right. If we were to allow the transmission provider the ability to seek to restrict a rollover at the time of each rollover, as suggested by South Carolina E&G, it would vitiate the benefit of the rollover right to transmission customers, many of which also have load-serving obligations.

54. Finally, in Order 890 at ¶1215, FERC reiterated that, if the transmission provider no longer has the available capacity to serve all existing transmission customers including rollover customers, – as asserted by HQT – the transmission provider only has two options – curtail all existing customers or build new transmission facilities.

Once a transmission provider evaluates the impact on its system of serving a long-term firm transmission customer and grants the transmission customer existing capacity, the transmission provider must plan and operate its system with the expectation that it will continue to provide service to the transmission customer should the transmission customer exercise the right of first refusal. If constraints arise after a transmission provider enters into a long-term agreement with the transmission customer (and that agreement does not contain an allowed restriction on the transmission customer's right of first refusal), the obligation is on the transmission provider to either curtail service to all affected customers or build more capacity to relieve the constraint. A transmission provider is obligated to curtail service pursuant to its OATT or expand its system when its system becomes constrained such that it cannot satisfy existing

transmission customers, including the exercise of their rollover rights, because it should have planned and operated its system with the expectation that each long-term firm transmission customer will exercise its rollover rights.

b) Curtailment under Section 13.6

55. As indicated above, the Régie should consider the impact of any reduction in ATC. If there is a substantial reduction in firm ATC as asserted by HQT, what approach to curtailment is prescribed under the Tariff? In other words, how should we go about allocating the remaining firm ATC to existing customers?

56. The Tariff addresses what to do in the case of a reduction in firm ATC. In Section 13.6, the Tariff calls for a *pro rata* curtailment of all firm customers including firm point-to-point customers. So, if a firm transmission customer currently has 30% of the total firm service being sold today, that customer would get 30% of the firm transmission service which remains after the reduction. Section 13.6 states in part:

13.6 Curtailment of Firm Transmission Service: In the event that a Curtailment on the Transmission Provider's Transmission System, or a portion thereof, is required to maintain reliable operation of such system, Curtailments shall be made on a non-discriminatory basis to the transactions that effectively relieve the constraint. If multiple transactions require Curtailment, to the extent practicable and consistent with Good Utility Practice, Curtailments shall be proportionally allocated among Native-Load Customers, Network Customers and Transmission Customers taking Firm Point-to-Point Transmission Service.

57. The FERC ruling in the ConocoPhillips v. Entergy Services Complaint also supports using *pro rata* curtailment as the method for allocating transmission capacity after a reduction in firm ATC.³² Furthermore, FERC ruled that the reverse queue method actually employed by Entergy and Entergy's Independent Coordinator of Transmission (ICT) was not consistent with its OATT.

58. Before providing specific FERC quotes, some background on the Complaint is necessary. In this case, ConocoPhillips submitted two requests for short-term firm point-to-point service on Entergy's system, which were subsequently approved by Entergy and confirmed. After Entergy realized that it had actually oversold capacity on the flowgate as a result of miscalculating the available capability due to a software error, the ICT notified transmission customers that, if no transmission customer voluntarily terminated its service, the ICT would terminate transmission service in reverse queue order. After there were no volunteers, the ICT terminated ConocoPhillips' two transmission agreements, which led to ConocoPhillips' Complaint and FERC's Order in response.

³² Federal Energy Regulatory Commission, ConocoPhillips Company v. Entergy Services, Inc., Order on Complaint, Docket No. EL08-59-000, Issued July 24, 2008.

59. As mentioned above, FERC determined that Entergy and the ICT's method of allocating firm ATC by reverse queue order was not consistent with its OATT. FERC states at ¶23:

The termination of ConocoPhillips' June and July Transactions was not consistent with Entergy's OATT, specifically the procedures established in Entergy's OATT for relieving a system constraint.

60. FERC stated, in ¶24, that Entergy and the ICT should have relied on *pro rata* curtailment under Section 13.6:

Although Entergy's OATT did not have a specific provision for terminating transactions due to software errors, section 13.6 (Curtailment of Firm Transmission Service) sets forth a procedure for making curtailments for system reliability. Absent a specific provision addressing software errors, section 13.6 is the appropriate OATT provision to which Entergy and the ICT should have looked for addressing the constraint.

61. To put a fine point on it, FERC also stated this in ¶27 – that, in the face of a transmission constraint, all existing customers must be curtailed on a *pro rata* basis under Section 13.6.

Entergy's argument that ConocoPhillips' requests would not have been accepted absent the software error has no bearing on our decision that Entergy and the ICT were obligated to follow Entergy's OATT once ConocoPhillips' request for service was confirmed. Once a constraint is identified, the OATT calls for curtailing all existing relevant reservations *pro rata*, pursuant to section 13.6. As we stated above, nothing in Entergy's OATT allowed termination of firm point-to-point service in reverse queue order.

62. Finally, FERC stated that treating some existing firm transmission reservations differently to other existing firm transmission reservations was

not only inconsistent with the Tariff but also unduly discriminatory. In ¶26,

FERC states:

Relieving the system constraints through termination of reservations in the reverse order that the requests were accepted did not comply with section 13.6, and placed the entire burden of relieving the constraint on ConocoPhillips and the other last-in-queue firm-service customers. This unduly discriminated between customers even though they were similarly situated, each having confirmed firm service, and such action was unsupported by Entergy's OATT.

c) An alternative approach to allocation of ATC

63. In sum, what I intended to show so far in my testimony is that HQT's proposed approach to allocation of ATC after harmonization violated its Tariff. HQT has failed to comply with Section 2.2 of its Tariff because it wrongfully denied EBMI its rollover rights as explained in the Complaint. HQT has failed to comply with Section 13.6 of its Tariff because, in the face of an asserted insufficiency of ATC, HQT failed to propose a *pro rata* curtailment.

64. Given this, the Régie could stop right here on its decision on the right way to allocate the ATC which remains after harmonization. That is, the Régie could rule that a *pro rata* allocation of any reduction in ATC be made to existing, firm transmission customers on the Intertie.

65. However, the Régie should feel free to look for other approaches to allocation that are both fair and economically efficient. In effect, the Régie would make a one-time ruling because of the magnitude and significance of the proposed reduction in firm ATC.
66. An approach that I think meets both of these requirements – fairness and economic efficiency – is to allocate the remaining firm ATC on the Canadian segment in proportion to the share of firm transmission each customer has secured and paid for on the New England segment of the Intertie. For example, put simply, since EBMI has secured 306 MW of firm transmission service on the Canadian segment and 282 MW on the New England segment of the Phase I/II HVDC-TF, EBMI should be allocated approximately 282 MW of the firm ATC remaining after HQT's harmonization.
67. There are three reasons to support this approach to allocation. First, it is fair to allocate the remaining firm ATC to those who have gone to the expense of securing and paying for firm transmission service on the full length of the Intertie.
68. Second, it is economically efficient to do it that way, too. For example, assume HQT's affiliate has 1,200 MW of firm transmission on the HQT segment, but has only approximately 900 MW on the New England segment; this, in effect, wastes the value of 300 MW of firm transmission capacity. To

draw an analogy, it would be as if a businessperson, faced with attending an important meeting in Vancouver, bought a full-fare ticket for the first leg of the flight – say to Calgary – and then flew standby for the second leg from Calgary to Vancouver. This makes no sense – the standby leg completely undermines the value of paying full fare for the first leg because the businessperson cannot guarantee arrival at the meeting on time. Likewise, HQT's affiliate having 1,200 MW of firm on the Québec segment of the Intertie, but only 900 MW on the New England segment, undermines the value of 300 MW out of the 1,200 MW of firm. To get the full value of the 1,200 MW of firm ATC, it is essential that the 1,200 MW be allocated to those who have firm on both segments of the Intertie.

69. Third, since HQT proposes to use the *level* of ATC (1,200 MW) set by New England, it would be consistent and, therefore, fair to adopt New England's *allocation* of that firm ATC as well. Again, we know that EBMI has 282 MW of firm transmission service on the New England segment so EBMI should be allocated approximately 282 MW on the Canadian segment.

4. Potential commercial and anticompetitive harm

70. It is important to remind ourselves that these concerns about rollover rights and allocations are not motivated by an academic debate about open access tariff language. Rather, they are motivated by the fact that HQT's position

can harm existing firm transmission customers in both commercial and anticompetitive terms.

71. Key to commercial harm is the fact that these customers may have signed and are in the business of signing sales contracts which obligate them to deliver electric energy and renewable energy certificates. It is common for such contracts to include commitments to deliver a certain number of MWh of energy each year. If the supplier fails to deliver that number of MWh on a rolling average basis, that supplier could be in default. Similarly, if a supplier fails to deliver energy or renewable energy certificates and, as a result, the buyer must buy replacement energy or renewable energy certificates at a price higher than the contract price, the supplier is liable for the increase in price.

72. As to anticompetitive harm, my concern is that HQT's attempt to implement harmonization, along with its proposed method of implementing harmonization, gives the appearance that HQT can undermine a commitment by a competitor at will. Specifically, existing firm transmission customers may have made contractual commitments to deliver electricity products over an intertie based on its securing firm transmission service on both segments of that intertie. Now, when the amount of firm transmission service is reduced, rather than sharing the reduction, HQT simply allocates 100% of what remains to its affiliate.

5. A case precedent from the British Columbia Utilities Commission

73. I was an expert in a recent case before the British Columbia Utilities

Commission that, while very different in its facts, involved some of the policy issues raised in this proceeding. Specifically, the British Columbia case involved the issue of setting ATC for the intertie between British Columbia and the neighboring province of Alberta.

74. Very briefly, the facts are that the ATC for the intertie had been set at 480

MW, although the intertie, physically, could transmit much more; the 480 MW ATC reflected the fact that transmission constraints in Alberta prohibited transfers much above this level. British Columbia Transmission Corporation (the equivalent of HQT) decided to increase the ATC to 785 MW and, later, sought approval for an ATC methodology which blocked the consideration of transmission constraints in neighboring systems.

75. The central question was whether BCTC had to take account of constraints in

neighboring areas because of the 890 Orders and other rules and precedents. Based on substantial FERC precedent, I argued that such constraints must be taken into account and that the ATC should be put back near the 480 MW level.

76. The British Columbia Utilities Commission agreed and ruled that the ATC should be set at 480 MW. It then addressed the tough issue that is shared in

this proceeding – who bears the burden of the ATC reduction? Importantly, the British Columbia Utilities Commission allocated the ATC reduction in a manner consistent with FERC rulings in the rollover cases cited above. Specifically, recall that FERC said that “Any limitations to the rollover rights must be clearly stated in the customer’s service agreement.”³³ As the British Columbia Utilities Commission explained, when the ATC was raised from 480 MW to 785 MW, the new contracts were explicitly conditioned upon a ruling approving the increase. The British Columbia Utilities Commission stated:

The Commission Panel determines that 480 MW will be the limit on a prospective basis until such time as AESO is able to accept additional energy from British Columbia. To accomplish this, it is suggested that a sufficient number of contracts which contain the subject condition concerning “a further order of the British Columbia Utilities Commission”, (which total 350 MW), be cancelled and/or changed to a form of conditional period – conditional firm or non-firm service, up to 305 MW, which is the reduction required to bring the total MW of firm transmission service available for sale back to 480 MW. The Commission Panel is of the view that this is not an unfair result in the particular circumstances of this case, as the affected parties, of which there are two (namely NorthPoint and BC Hydro) not only already have conditional contracts in respect of the additional 350 MW of capacity and so have not been misled in terms of this result, but are also pre-existing customers who continue to have earlier, unencumbered contracts in place and thus they will also benefit from the reduction in curtailment of those contracts.³⁴

77. What may be of most interest to the Régie is that, ultimately, all four of the crucial questions I defined earlier in this Report were addressed in the British

³³ *Order Granting Compliant* at ¶28.

³⁴ British Columbia Utilities Commission, Decision, *A Complaint by TransCanada Energy Ltd. Regarding the Service Agreement with British Columbia Transmission Corporation for Long Term Firm Point to Point Transmission Service (September 10, 2009)* (“BCUC Decision”) at page 45.

Columbia Order. First, as to the purpose of the harmonization plan, there was clear damage that had to be mitigated. When the Transmission Provider increased firm ATC from 480 MW to 785 MW all transmission customers were curtailed more often. The British Columbia Utilities Commission found that, to assure the same flow of power, firm transmission customers had to buy more firm capacity and, in this way, the actual price paid for transmission service “is above the stated price and not transparent.”³⁵ That is, unlike HQT’s proposal, harmonization in the British Columbia case was a focused solution to a defined problem.

Second, as to the level of ATC after harmonization, once the problem was defined – a problem of congestion and curtailment – the right level of ATC became apparent. Although the British Columbia Utilities Commission acknowledged that judgment had to be used, data on the portion of time firm service could be reasonably expected without curtailment led the British Columbia Utilities Commission back to 480 MW.³⁶

Third, as to the allocation of the remaining ATC after harmonization, as already noted, specific customers had been forewarned of the possibility of a

³⁵ *BCUC Decision* at page 35.

³⁶ *Ibid.*, at pages 24, 43, and 45.

reduction in ATC and those specific customers were the ones to whom the reduced ATC was allocated.³⁷

Fourth, as to consistency with the other terms of the transmission service agreement, again, this was explicitly consistent with the FERC principle that the possibility of curtailment other than *pro rata* curtailment had to be stated in the original transmission service agreement.

78. To sum up, HQT has failed to adequately answer these four questions. First, HQT has not stated the problem it intends to solve on the Intertie with harmonization. Second, HQT does not support its proposed level of ATC. Third, HQT does not justify its proposed allocation of remaining ATC. Fourth, and closely related to the third, the allocation proposed by HQT in the Complaint Case violates Section 2.2 and 13.6 of its Tariff.

79. Note, too, that HQT makes a change to Section 2.2 which is not required by the 890 Orders. HQT strikes the word "new" before "Eligible Customer". The Régie should require HQT to explain its intent with and the impact of this change.

80. One final point should be made about the link FERC made between the reform of Section 2.2 and the addition of Attachment K. In essence, as seen in

³⁷ Ibid.

the two quotes which follow, FERC ruled that there can be no reform of Section 2.2 (the increase to a 5-year term) unless and until the Transmission Provider successfully files an Attachment K. As documented in the next section of my Report, HQT has not filed an Attachment K.

The Commission denies rehearing of the determination to tie the effectiveness of rollover reform to the acceptance of the transmission provider's coordinated and regional planning process required under Order No. 890. As the Commission explained in Order No. 890, reforms regarding rollovers and transmission planning must proceed together because they are closely related. Under our longstanding policy, transmission service eligible for a rollover right must be set aside for rollover customers and included in transmission planning. Duke is therefore incorrect in suggesting that the Commission did not rely on our planning-related reforms when fashioning a remedy to ensure rollover policies remain just and reasonable and not unduly discriminatory.³⁸

With regard to TAPS' concern regarding the timing of compliance filings implementing the new rollover policies, we reiterate that the previously existing rollover provisions will remain in effect for the transmission provider until such time as the Commission accepts the transmission provider's Attachment K compliance filing. Accordingly, it is only after a transmission provider's Attachment K planning process is accepted by the Commission that the transmission provider should file the rollover reform language, and the effective date of that language should be commensurate with the date of that filing. We have revised section 2.2 of the pro forma OATT to make this clear.³⁹

³⁸ Order No. 890-A at ¶683.

³⁹ Ibid., at ¶684.