

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

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

Phase 2

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

-et-

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669 - 2008 Phase 2
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 4/07/2011
Pièces n°: NON COTÉÉ

ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.,

Intervenante

CAHIER D'AUTORITÉS
AU SOUTIEN DU PLAN D'ARGUMENTATION D'EBM
COORDINATION DES ATCs

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669 - 2008 Phase 2
PIÈCE NO: C-6-117
Date: 4/07/2011

ONGLETS

Décision D-2010-160 rendue dans les dossiers P-130-001 et P-130-003 en date du 20 décembre 2010

1

BCTC – A complaint by TransCanada Energy Ltd. Re CBTC Firm Transmission Sales to Alberta (September 10, 2009)

2

Décision D-2009-008 rendue dans le dossier R-3669-2008 en date du 12 février 2009

3

Décision D-2008-116 rendue dans le dossier R-3669-2008 en date du 11 septembre 2008

4

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2010-160	P-130-001 et P-130-003	20 décembre 2010
------------	---------------------------	------------------

PRÉSENTS :

Marc Turgeon
Michel Hardy
Richard Lassonde
Régisseurs

Énergie Brookfield Marketing Inc.
Demanderesse

et

Hydro-Québec
Défenderesse

Décision finale

*Plaintes déposées en vertu de l'article 86 de la Loi sur la
Régie de l'énergie*

1. L'INTRODUCTION

[1] Le 15 mars 2010, Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une plainte (P-130-001) dans laquelle elle conteste une décision d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur).

[2] Cette décision, transmise à EBMI le 11 mars 2010, porte sur le refus par le Transporteur de renouveler deux conventions de transport ferme de 43 MW et 68 MW (incluant les pertes de transport) sur le chemin MATI-HQT-NE (les Conventions MATI-NE) pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011. La plainte comprend également une demande d'ordonnance de mesures de sauvegarde afin de permettre à EBMI de continuer d'utiliser les services de transport jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue¹.

[3] Le 9 juin 2010, EBMI dépose à la Régie une deuxième plainte (P-130-003) dans laquelle elle conteste une décision du 21 mai 2010 du Transporteur.

[4] Cette seconde plainte porte sur le refus par le Transporteur de reconduire deux conventions de service de transport ferme de 105 MW chacune (incluant les pertes de transport) sur le chemin ON-HQT-NE (les Conventions ON-NE) pour la période du 2 septembre 2010 au 1^{er} septembre 2011. La plainte comprend aussi une demande d'ordonnance de mesures de sauvegarde afin de permettre à EBMI de continuer d'utiliser les services de transport jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue. EBMI demande également à la Régie d'entendre cette plainte en même temps que la plainte P-130-001².

2. LA PROCÉDURE

[5] Le 25 mars 2010, la Régie entend les parties en audience sur la demande d'ordonnance de mesures de sauvegarde relative au dossier P-130-001. Les parties déposent un projet d'ordonnance de sauvegarde qu'elles demandent à la Régie d'entériner. Le jour même, la Régie rend la décision D-2010-031 dans laquelle elle rend une ordonnance de mesures de sauvegarde permettant à EBMI de continuer d'utiliser les

¹ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, pages 17 et 19.

² Dossier P-130-003, pièce B-1, demande, pages 18 et 20.

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.

[6] Le 21 mai 2010, le Transporteur demande la suspension de l'audition de la plainte P-130-001 dans l'attente de la décision finale à intervenir dans le cadre du dossier tarifaire R-3669-2008 Phase 2.

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

[8] Le 3 juin 2010, le Transporteur réplique aux arguments d'EBMI. Le 7 juin 2010, EBMI soumet certains commentaires additionnels.

[9] La Régie, par la décision D-2010-075 du 11 juin 2010, rejette la demande de suspension de l'audition et convoque les parties à une rencontre préparatoire.

[10] Le 21 juin 2010, la Régie tient la rencontre préparatoire pour discuter, notamment, d'un calendrier de traitement des deux dossiers de plainte. Lors de cette rencontre, les deux parties conviennent que les plaintes P-130-001 et P-130-003 devraient être réunies aux fins de l'audience orale.

[11] Le 9 juillet 2010, les parties soumettent un projet d'ordonnance de mesures de sauvegarde pour le dossier P-130-003 qu'elles demandent à la Régie d'entériner. Le 14 juillet 2010, la Régie, par la décision D-2010-089, accueille la demande d'ordonnance de mesures de sauvegarde pour permettre à EBMI de continuer d'utiliser le service de transport sur le chemin ON-HQT-NE jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue.

[12] Le 14 juillet 2010, la Régie rend également la décision D-2010-090 dans laquelle elle accepte la réunion des plaintes P-130-001 et P-130-003 pour l'audience orale et fixe le calendrier de traitement des dossiers.

[13] Le 7 septembre 2010, le Transporteur dépose une affirmation solennelle au soutien de sa demande de traitement confidentiel des annexes 2, 3, 5, 6 et 11 du dossier d'examen interne de la plainte P-130-001, et des annexes 2, 3, 5, 6 et 9 du dossier d'examen interne de la plainte P-130-003.

[14] L'audience orale des plaintes se déroule du 14 au 17 septembre 2010 inclusivement.

3. LES FAITS

[15] EBMI est un client du Transporteur, actif dans les marchés de gros d'électricité du Québec, du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario et dans plusieurs états américains, incluant ceux du Nord-Est.

[16] EBMI est le deuxième client en importance du service de transport de point à point du Transporteur. Les conditions de ce service qui lui sont applicables à ce titre sont prévues à la Partie II des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les Tarifs et conditions)³.

[17] Les 5 et 9 janvier 2007, EBMI dépose deux demandes de service de transport ferme à long terme de point à point pour des capacités respectives de 43 MW et 68 MW (incluant les pertes de transport) sur le chemin MATI-HQT-NE⁴. Les demandes sont acceptées par le Transporteur et les conventions de service sont signées le 31 janvier 2007 pour un service débutant le 1^{er} avril 2007 et se terminant le 31 mars 2008⁵.

[18] Le 2 août 2007, EBMI dépose deux demandes de service de transport ferme à long terme de point à point de 105 MW chacune (incluant les pertes de transport) sur le chemin ON-HQT-NE⁶. À la suite d'une étude d'impact complétée par le Transporteur en mai 2008, ce dernier accepte les demandes de service d'EBMI⁷. Les conventions sont signées le 12 juin 2008 pour un service débutant à la plus éloignée des dates suivantes, le 1^{er} juin 2009 ou la date de mise en service de l'interconnexion entre l'Ontario et le Québec, représentée par le chemin ON-HQT, et se terminant un an après le début du service⁸. Finalement, la date de fin du service de transport a été fixée au 2 septembre 2010⁹.

³ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 4.

⁴ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 20.

⁵ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-2.

⁶ Dossier P-130-003, pièce B-1, demande, allégué n° 28.

⁷ Dossier P-130-003, pièce B-1, demande, allégué n° 29.

⁸ Dossier P-130-003, pièce B-1, EBMI-6.

⁹ Dossier P-130-003, pièce B-1, demande, allégués n°s 30 et 31.

[19] Entre décembre 2007 et novembre 2008, EBMI souscrit des droits de service de transport ferme à long terme du côté américain, pour des capacités réservées totalisant 282 MW jusqu'en 2013¹⁰.

[20] Le 14 janvier 2008, EBMI demande le renouvellement des Conventions MATI-NE pour la période du 1^{er} avril 2008 au 31 mars 2009¹¹.

[21] Le 4 mars 2008, le Transporteur accepte cette demande, tel qu'il appert des inscriptions affichées sur le site OASIS (*Open Access Same-time Information System*) du Transporteur et des lettres de ce dernier¹². Le Transporteur précise, dans ses lettres, que la durée de vie de l'interconnexion étant limitée, une étude d'impact sera éventuellement requise afin d'identifier le coût d'ajouts au réseau lors d'une demande subséquente de renouvellement.

[22] Du 23 décembre 2008 au 31 janvier 2009, le Transporteur affiche l'avis suivant sur son site OASIS :

« 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 [...]»¹³.

[23] Le 20 janvier 2009, EBMI demande le renouvellement des Conventions MATI-NE pour la période du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2010. Le 4 mars 2009, le Transporteur accepte cette demande avec les mêmes réserves mentionnées dans la lettre du 4 mars 2008, en ce qui a trait à la durée de vie de l'interconnexion¹⁴.

¹⁰ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 83 et pièce A-12-2, notes sténographiques (NS) du 15 septembre 2010, volume 2, pages 95 à 98.

¹¹ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 41 et pièce B-1, EBMI-8.

¹² Dossier P-130-001, pièces B-1, EBMI-8 et EBMI-9.

¹³ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-18.

¹⁴ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-10.

[24] Le 1^{er} juillet 2009, un service de transport ferme à long terme souscrit par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), débute sur le chemin HQT-NE pour une capacité de 1 200 MW et une durée de 35 ans. Le Producteur a transmis la demande pour ce service le 20 janvier 2006¹⁵.

[25] Du 8 juillet au 9 août 2009, le Transporteur affiche l'avis suivant sur son site OASIS :

« Harmonisation des capacités de transport

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

À compter d'aujourd'hui, le Transporteur 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. 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 Transporteur¹⁶. »

[26] Le 19 janvier 2010, EBMI demande le renouvellement des Conventions MATI-NE, tel qu'il appert des inscriptions affichées sur le site OASIS du Transporteur et de la lettre d'EBMI datée du 20 janvier 2010¹⁷.

[27] Le 12 février 2010, le Transporteur avise EBMI de son refus de renouveler les Conventions MATI-NE à compter du 1^{er} avril 2010, au motif suivant :

« [...] L'analyse des capacités de transport ferme sur ce chemin [MATI-NE] indique toutefois qu'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») ne peut offrir la capacité demandée et par conséquent n'est pas en mesure de renouveler votre demande [...]»¹⁸.

¹⁵ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 29 et pièce B-1, EBMI-5.

¹⁶ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-19.

¹⁷ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 47 et pièce B-1, EBMI-11.

¹⁸ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-12.

[28] Le 22 février 2010, EBMI soumet sa demande de renouvellement des Conventions ON-NE pour une période d'un an débutant le 2 septembre 2010, tel qu'il appert des inscriptions affichées sur le site OASIS du Transporteur¹⁹.

[29] Le 25 février 2010, EBMI soumet au Transporteur une plainte à l'encontre de sa décision du 12 février 2010 de refuser le renouvellement des Conventions MATI-NE²⁰.

[30] Le 11 mars 2010, le Transporteur informe EBMI qu'il maintient sa décision communiquée le 12 février 2010 de refuser les deux demandes de renouvellement de service de transport annuel ferme sur le chemin MATI-HQT-NE pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011²¹.

[31] Le 15 mars 2010, EBMI dépose à la Régie une plainte (P-130-001) à l'encontre de la décision du Transporteur du 11 mars 2010 concernant le refus de renouvellement des Conventions MATI-NE.

[32] Le 23 mars 2010, le Transporteur informe EBMI que les demandes de renouvellement des Conventions ON-NE seront éventuellement traitées de la même manière que les demandes de renouvellement des Conventions MATI-NE. De plus, le Transporteur précise que la date de fin du service de transport actuel sur le chemin ON-NE sera au plus tôt le 2 septembre 2010, cette date devant vraisemblablement être prolongée en raison de travaux au site de l'interconnexion Outaouais prévus du 19 avril au 10 mai 2010²².

[33] Le 13 mai 2010, EBMI soumet au Transporteur une plainte concernant le refus du renouvellement des Conventions ON-NE²³.

[34] Le 21 mai 2010, le Transporteur informe EBMI du maintien de sa position de refuser le renouvellement des Conventions ON-NE²⁴.

¹⁹ Dossier P-130-003, pièce B-1, EBMI-5.

²⁰ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-16.

²¹ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-17.

²² Dossier P-130-003, pièce B-1, EBMI-2.

²³ Dossier P-130-003, pièce B-1, EBMI-13.

²⁴ Dossier P-130-003, pièce B-1, EBMI-14.

[35] Le 9 juin 2010, EBMI dépose à la Régie une deuxième plainte (P-130-003) à l'encontre de la décision du Transporteur du 21 mai 2010.

4. LES PLAINTES

[36] Les conclusions recherchées par EBMI dans le cadre de la plainte P-130-001 qui demeurent pertinentes sont les suivantes :

« [...]

ACCUEILLIR la plainte de la plaignante Énergie Brookfield Marketing Inc.;

*ORDONNER au Transporteur, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité, à reconduire pour la période du 1er avril 2010 au 31 mars 2011, les Conventions de services 2007 (EBMI-2) selon les modalités des Tarifs et conditions en vigueur à la date des présentes et **ORDONNER** au Transporteur de permettre à Énergie Brookfield Marketing Inc. de continuer d'utiliser les services de transport ferme à long terme de point à point sur le réseau du Transporteur et en particulier sur le chemin MATI-HQT-NE, conformément aux modalités des Tarifs et conditions présentement en vigueur et découlant des décisions D-2009-018 [sic, D-2009-015] et D-2009-023 pour une capacité réservée de 111/106 MW. »*

[37] Quant à la plainte P-130-003, les conclusions recherchées qui demeurent pertinentes sont les suivantes :

« [...]

ACCUEILLIR la plainte de la plaignante Énergie Brookfield Marketing Inc.;

*ORDONNER au Transporteur, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité, de reconduire pour la période du 2 septembre 2010 au 1^{er} septembre 2011, les Conventions de service ON-HQT-NE (EBMI-6) selon les modalités des Tarifs et conditions en vigueur à la date des présentes et **ORDONNER** au Transporteur de permettre à Énergie Brookfield Marketing Inc. de continuer d'utiliser les services de transport ferme à long terme de point à point sur le réseau du Transporteur et en particulier sur le chemin ON-HQT-NE, conformément aux modalités des Tarifs et conditions présentement en vigueur et*

découlant des décisions D-2009-018 et D-2009-023 pour une capacité réservée totalisant 210/200 MW ».

[38] La Régie précise que la version des Tarifs et conditions applicable à la plainte P-130-003 est celle approuvée par les décisions D-2010-032 et D-2010-041, et non celle approuvée par les décisions D-2009-018 et D-2009-023.

[39] De plus, la Régie comprend que la période de renouvellement pour la plainte P-130-003 devrait être du 22 octobre 2010 au 21 octobre 2011 plutôt que du 2 septembre 2010 au 1^{er} septembre 2011, conformément à l'entente soumise par les parties pour les fins de l'ordonnance de mesures de sauvegarde²⁵.

5. LES OBJECTIONS PRISES SOUS RÉSERVE

[40] La Régie a pris sous réserve une objection d'EBMI et deux objections du Transporteur lors de l'audience.

[41] EBMI s'est objectée à une question posée au témoin du Transporteur à propos d'une affirmation d'EBMI à l'effet que le Transporteur aurait avantage indûment le Producteur. Selon EBMI, cette question amènerait le témoin de fait à formuler une opinion. La Régie constate que la réponse fournie par le témoin ne relève pas de l'opinion²⁶. Par conséquent, l'objection est rejetée.

[42] La première objection du Transporteur portait sur la production en preuve de certains documents déposés dans le cadre d'autres dossiers sous examen devant la Régie, soit les dossiers R-3669-2008 Phase 2 et R-3699-2009. Toutefois, cette objection n'a plus à être tranchée, puisque les parties se sont entendues sur une alternative à la production de ces documents, soit par le biais d'admissions de la part du Transporteur²⁷.

[43] La deuxième objection du Transporteur portait sur la production en preuve d'un document intitulé « *ISO New England Inc. Transmission, Markets and Services Tariff* »

²⁵ Dossier P-130-003, pièce C-1-6.

²⁶ Dossier P-130-001, pièce A-12-3, NS du 16 septembre 2010, volume 3, pages 90 et 91.

²⁷ Dossier P-130-001, pièce A-12-3, NS du 16 septembre 2010, volume 3, pages 142 à 147.

(tarif ISO-NE). EBMI cherche, par le dépôt de ce document, à démontrer que ISO-NE (*Independent System Operator New England*) ne considère pas nécessaire de coordonner le calcul des ATC (*Available Transfer Capability* ou capacité de transport disponible) avec le réseau du Transporteur, compte tenu de la nature technique de l'interconnexion à courant continu entre les deux réseaux.

[44] Au paragraphe 127, la Régie s'exprime sur l'opportunité de traiter, dans les présents dossiers, de l'implantation par le Transporteur d'une approche fondée sur l'harmonisation des interconnexions en fonction des capacités de réception des réseaux voisins (l'implantation de l'harmonisation). Dans le contexte des allégués des plaintes, la Régie juge que le tarif ISO-NE est admissible en preuve et rejette l'objection du Transporteur. Toutefois, pour les motifs exposés plus loin, la Régie considère que ce document n'est pas déterminant aux fins de la présente décision.

6. LA POSITION DES PARTIES

6.1 EBMI

[45] EBMI adopte une position commune pour les deux dossiers de plainte P-130-001 et P-130-003.

[46] Elle soumet que ses demandes de service sur les chemins MATI-HQT-NE et ON-HQT-NE ont été jugées complètes et acceptées par le Transporteur, sans restriction ni condition²⁸.

[47] EBMI estime avoir droit au renouvellement de ses conventions en application de l'article 2.2 des Tarifs et conditions. Cet article a été approuvé par la Régie dans toutes les versions des Tarifs et conditions depuis son approbation initiale (décisions D-2002-286 et D-2003-12). Le libellé de l'article 2.2 se retrouvant aux Tarifs et conditions présentement en vigueur en vertu des décisions D-2009-015 et D-2009-023 n'a pas connu d'amendements significatifs²⁹. L'article 2.2 se lit comme suit :

²⁸ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 22; dossier P-130-003, pièce B-1, demande, allégué n° 32.

²⁹ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 114 et 115.

« 2.2 *Priorité de réservation pour les clients existants du service ferme* : Les clients existants du service de transport ferme avec une durée de contrat d'un an ou plus sont en droit de continuer d'utiliser le service de transport du Transporteur à l'expiration, à la reconduction ou au renouvellement de leur contrat. Cette priorité de réservation de transport ne dépend pas du fait que le client existant continue à acheter l'électricité du Producteur, ou choisit d'acheter l'électricité d'un autre fournisseur. Si, à la fin de la durée du contrat, le réseau de transport du Transporteur ne peut pas répondre à toutes les demandes de service de transport, le client existant de service ferme doit accepter une durée de contrat au moins égale à celle d'une nouvelle demande concurrente de la part d'un client admissible et accepter de payer le tarif juste et raisonnable courant approuvé par la Régie pour ce service. Cette priorité de réservation de transport pour les clients existants du service ferme est un droit qui se continue et qui peut être exercé à la fin de tous les contrats fermes d'un an ou plus, à condition que le client en avise le Transporteur par écrit et via OASIS au plus tard soixante (60) jours avant la fin du contrat. »

[48] EBMI prétend que le droit de renouvellement d'un service de transport ferme aux termes de l'article 2.2 des Tarifs et conditions s'examine au moment de la demande initiale. Une fois la demande accordée, le client est en droit d'exiger la reconduction de son service quelles que soient les contraintes qui pourraient survenir postérieurement sur le réseau du Transporteur³⁰.

[49] EBMI soutient que les textes des articles 2.2 et 13.6 des Tarifs et conditions applicables en l'espèce ont été calqués en substance sur les dispositions équivalentes approuvées par la *Federal Energy Regulation Commission* (la FERC). Il s'ensuit qu'on ne peut faire abstraction de l'interprétation de la FERC de ces dispositions, notamment sur la question des droits de renouvellement³¹.

[50] EBMI réfère la Régie à certaines sections des Ordonnances 888, 890 et 890-A de la FERC qui traitent du droit de renouvellement des clients de service de transport à long terme. Essentiellement, EBMI soumet que, selon la FERC, lorsqu'un client signe une convention de service ferme à long terme, l'article 2.2 lui accorde un droit perpétuel d'utiliser le service de transport, dans la mesure où le préavis est transmis à l'intérieur du délai de 60 jours prévu. Dans le cas où un transporteur veut limiter le droit à l'exercice du droit de reconduction, la FERC précise que ces limites doivent être inscrites dans la convention initiale et qu'aucune restriction ne peut être apportée ultérieurement. Ainsi, si

³⁰ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégués nos 116 et 117.

³¹ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 56 à 58.

un problème sur le réseau, postérieur à la signature de la convention, occasionne une insuffisance de capacité de transport disponible, la conséquence n'est pas la perte du droit de reconduction, mais plutôt la réduction du service selon l'article 13.6 des Tarifs et conditions³².

[51] EBMI s'appuie également sur le rapport de son expert, M. Craig Roach, qui a fait l'analyse de plusieurs décisions de la FERC, notamment l'affaire *Exelon Generation Company, LLC c. Southwest Power Pool, Inc.*³³. EBMI soumet que, selon cette décision, un transporteur a l'obligation de maintenir la capacité disponible pour les clients ayant des droits de renouvellement et que les restrictions relatives à ces droits doivent être inscrites dans la convention de service initiale.

[52] En l'espèce, EBMI soumet que les conventions de service signées avec le Transporteur ne comportaient aucune restriction ni condition relative au droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions. La seule restriction à laquelle le Transporteur fait référence dans ses lettres acceptant les demandes de renouvellement a trait à la durée de vie utile de l'interconnexion, ce qui n'est aucunement lié au motif de refus invoqué par le Transporteur en 2010³⁴.

[53] Selon EBMI, une insuffisance de capacité de transport sur le réseau du Transporteur, en raison d'un problème sur le réseau ou d'un événement quelconque ne fait pas perdre le droit de reconduction d'un client en service ferme à long terme. Toutefois, cette situation peut occasionner une réduction de service pour les clients du service de transport ferme à long terme au sens de l'article 13.6 des Tarifs et conditions³⁵. C'est également l'opinion du témoin expert Roach qui s'appuie sur la décision *ConocoPhillips* de la FERC³⁶ pour conclure que, dans un tel cas, il y a lieu d'appliquer une réduction proportionnelle de service à tous les clients de service ferme point à point (« *a pro rata curtailment of all firm customers including firm point-to-point customers* »)³⁷.

³² Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 85 à 91.

³³ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 A, *Exelon Generation Company, LLC c. Southwest Power Pool, Inc.* [99 FERC 61,235].

³⁴ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 19 et 20.

³⁵ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 85 et 86.

³⁶ Dossier P-130-001, pièce B-13, rapport de l'expert C. Roach, 30 juillet 2010, pages 18 et 19.

³⁷ Dossier P-130-001, pièce B-13, rapport de l'expert C. Roach, 30 juillet 2010, page 18, paragraphe 34.

[54] Quant à la question de l'harmonisation, EBMI souligne que le Transporteur a décidé seul de réduire sa capacité de transport disponible de 2 000 MW à 1 200 MW, en sachant que cette décision aurait des impacts sur les droits d'EBMI. Malgré tout, le Transporteur n'a pas avisé directement EBMI de cette situation et n'a pas demandé à la Régie d'approuver cet important changement³⁸. EBMI soumet que le Transporteur ne peut modifier des conditions contractuelles par le biais d'avis affichés sur le site OASIS³⁹.

[55] Selon EBMI, le Transporteur a décidé unilatéralement de procéder à l'harmonisation de ses capacités de transport disponibles dans le but de s'assurer que les clients qui détiennent des ententes de service de transport ferme puissent réaliser leurs transactions en tout temps. EBMI soumet qu'une telle approche équivaut à s'immiscer dans le contexte commercial entre des clients⁴⁰.

[56] Enfin, EBMI juge que le Transporteur a modifié la méthodologie de calcul de l'ATC prévue à l'Appendice C des Tarifs et conditions⁴¹ et donc, qu'une autorisation préalable de la Régie était requise⁴².

[57] Par ailleurs, quant à la solution alternative aux plaintes proposée par le Transporteur et consistant à utiliser un produit de service de transport non ferme, EBMI considère que cette question de savoir si un service non ferme est suffisant pour répondre à ses besoins n'est pas pertinente à l'objet de ses plaintes⁴³.

6.2 LE TRANSPORTEUR

[58] Le Transporteur soutient qu'il a traité les demandes de renouvellement d'EBMI en conformité avec les articles 2.2 (Priorité de réservation pour les clients existants du service ferme), 13.2 (Priorité de réservation), 17.5 (Réponse à une demande complète) et avec l'Appendice C (Méthodologie pour évaluer la capacité de transport disponible) des Tarifs et conditions⁴⁴.

³⁸ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 26 et 27.

³⁹ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, page 25.

⁴⁰ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 32 et 33.

⁴¹ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, page 64.

⁴² Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégué n° 96.

⁴³ Dossier P-130-001, pièce B-11, réponses d'EBMI à la demande de renseignements n° 1 du Transporteur et pièce A-12-1, NS du 14 septembre 2010, volume 1, pages 77 et 78.

⁴⁴ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n° 8.

[59] Le Transporteur, s'appuyant sur la décision de la FERC, *Tenaska Power Services Co.*⁴⁵, soutient qu'il pouvait utiliser la méthode de son choix pour procéder à l'étude des demandes de renouvellement selon l'article 2.2 des Tarifs et conditions⁴⁶. Le Transporteur fait également référence à deux décisions de la FERC, soit *Long Island Lighting Company*⁴⁷ et *Southwest Power Pool, Inc.*⁴⁸ pour soutenir que l'article 2.2 octroie un droit de priorité de réservation lorsqu'il y a une demande concurrente⁴⁹.

[60] De plus, le Transporteur soumet qu'une demande de renouvellement est traitée comme une nouvelle demande pour les raisons suivantes : (i) une demande de renouvellement doit être inscrite sur le site OASIS avec un nouveau numéro de demande, (ii) une demande de renouvellement mène à la conclusion d'une nouvelle convention de service de transport et (iii) le fait qu'une demande de renouvellement est traitée comme une nouvelle demande a été clairement indiqué dans l'avis du 8 juillet 2009 sur le site OASIS⁵⁰.

[61] Les demandes de renouvellement sont analysées en fonction des conditions existantes au moment du dépôt de ces demandes et en prenant en considération les réservations prioritaires selon l'article 13.2 des Tarifs et conditions⁵¹.

[62] De plus, l'article 2.2 des Tarifs et conditions ne doit pas être interprété comme offrant un accès au service de transport à perpétuité⁵².

[63] Par ailleurs, l'Appendice C prévoit la méthode qui doit être utilisée par le Transporteur pour calculer l'ATC. Depuis le 8 juillet 2009, le Transporteur prend en compte les capacités des réseaux voisins par le biais de la *Transmission Reliability*

⁴⁵ *Tenaska Power Services Co. v. Midwest Independent Transmission System Operator, Inc.*, Order on Complaints, Dockets No. EL04-43-000 and EL04-46-000, March 8, 2004, paragraphe 48.

⁴⁶ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n° 9 et pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, page 127.

⁴⁷ *Long Island Lighting Company v. Northeast Utilities Service Company*, Order Denying Complaint and Accepting Termination, Dockets No. EL97-34-000 and ER97-2746-000, June 26, 1997, page 4.

⁴⁸ *Southwest Power Pool, Inc.*, Order on Paper Hearing, Docket No. EL09-40-000, January 21, 2010, paragraphe 28.

⁴⁹ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n° 10 a).

⁵⁰ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n° 10 b).

⁵¹ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n° 10 c) et 10 d).

⁵² Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n° 10 e).

Margin (TRM). Ce faisant, le Transporteur prétend qu'il n'a pas modifié la méthode ni l'équation utilisée pour calculer l'ATC⁵³.

[64] En appliquant la méthode de calcul de l'ATC en conformité avec l'Appendice C, le Transporteur a déterminé que l'ATC en transport ferme sur le chemin HQT-NE était de 1 200 MW depuis le 8 juillet 2009⁵⁴.

[65] Cette capacité est établie en fonction de contraintes sur le réseau voisin connues par EBMI lors des demandes de service initiales et lors du renouvellement de ces demandes. En utilisant les contraintes des réseaux voisins pour établir l'ATC, le Transporteur a voulu utiliser une valeur transparente et non arbitraire⁵⁵.

[66] Le Transporteur soumet qu'il est le seul responsable de la gestion et de la planification de son réseau de transport. La gestion de réseau de transport inclut l'application de valeurs et autres contraintes qui apparaissent appropriées au Transporteur pour déterminer l'ATC sur le réseau, en conformité avec l'Appendice C et les pratiques reconnues dans le domaine. En l'absence de toute démonstration probante d'erreur ou de non-conformité à l'égard de l'application de l'Appendice C par le Transporteur, il n'est pas du rôle de la Régie de s'immiscer dans la détermination d'une valeur de capacité de transfert⁵⁶.

[67] Le Transporteur soumet que l'harmonisation des capacités de transport vise à s'assurer que les réservations de transport de ses clients soient réalisables en tout temps, en fonction des capacités de transport des réseaux voisins. Cela s'inscrit dans une démarche commerciale ayant pour objectif *une plus grande transparence et cohérence de l'information*⁵⁷.

[68] Le Transporteur explique avoir valablement informé ses clients de l'harmonisation par le biais d'avis affichés sur son site OASIS. Selon le Transporteur, la publication d'avis sur OASIS lui permet de communiquer avec tous les clients en même temps et de façon transparente. L'information quant à la coordination des capacités de transport qui se retrouve dans les avis sur OASIS est de nature commerciale et tous les clients doivent

⁵³ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n^{os} 12 à 14.

⁵⁴ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n^o 15.

⁵⁵ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n^{os} 16 et 17.

⁵⁶ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n^{os} 19 à 22.

⁵⁷ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n^{os} 24 et 25.

avoir accès à cette information en même temps, et ce, en conformité avec le Code de conduite du Transporteur⁵⁸.

[69] Par ailleurs, le Transporteur soumet qu'il a proposé à EBMI une solution efficace, disponible et apte à clore la plainte⁵⁹ qui consiste à utiliser un produit de service de transport non ferme disponible et valable⁶⁰.

[70] Sur la question de l'application de l'article 13.6 des Tarifs et conditions portant sur la réduction du service de transport ferme dans les cas où il y a des contraintes sur le réseau, le Transporteur souligne que la réduction proportionnelle des services a des conséquences sur des tiers, notamment le Producteur, et que la Régie ne peut rendre une décision à cet égard sans permettre à ces tiers de faire des représentations⁶¹.

[71] Selon le Transporteur, l'application de réductions proportionnelles sur les réservations de capacité de transport ferme du Producteur et d'EBMI, comme le prévoit l'article 13.6 des Tarifs et conditions, serait inéquitable pour le Producteur, puisque ce dernier subirait une réduction sur un contrat d'une durée de 35 ans, alors qu'EBMI pourrait décider de ne pas renouveler ses engagements dans le futur. De plus, comme EBMI détient plus de transport ferme sur le réseau du Transporteur que sur celui d'ISO-NE, une réduction au pro rata n'aurait pas d'impact pour EBMI⁶².

6.3 LA RÉPLIQUE D'EBMI

[72] Sur l'application de la règle de la réduction proportionnelle selon l'article 13.6 des Tarifs et conditions et qui affecterait le Producteur, EBMI souligne que l'application de l'article 13.6 prévoit comment tous les clients sont affectés par une réduction de capacité de transport. De plus, si l'harmonisation doit déclencher l'application de la règle de proportionnalité de l'article 13.6, EBMI soumet qu'il s'agit d'une indication que les clients sont affectés par l'harmonisation et que ce changement introduit par le Transporteur aurait dû faire l'objet d'une demande spécifique à la Régie⁶³.

⁵⁸ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégués n^{os} 26 à 28.

⁵⁹ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-17, section 2.4.

⁶⁰ Dossier P-130-001, pièce C-1-20, plan d'argumentation du Transporteur, allégué n^o 31.

⁶¹ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 145 et 146.

⁶² Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 148 à 151.

⁶³ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, page 181.

[73] Sur l'application de l'article 13.6 des Tarifs et conditions, EBMI souligne que cet article vise l'insuffisance de capacité sur le réseau du Transporteur lorsqu'un problème de nature technique survient, tel la perte d'une ligne. Quand le Transporteur décide de s'imposer une restriction ayant un impact sur la clientèle, comme il le fait par l'implantation de l'harmonisation, cela ne relèverait plus de l'application de l'article 13.6 mais d'un changement de *policy*, comme le souligne l'expert Roach, nécessitant alors une modification des Tarifs et conditions. Le forum approprié pour introduire de tels changements est une cause tarifaire⁶⁴.

[74] Quant aux décisions de la FERC citées par le Transporteur, EBMI considère que ces décisions traitent du mécanisme de *tie-breaking* de l'article 2.2 du *Pro Forma Open Access Transmission Tariff* (tarif pro forma) applicable lorsqu'il y a une demande concurrente à celle de renouvellement d'un client⁶⁵. Selon EBMI, ces décisions ne portent pas sur le droit au renouvellement d'un contrat comme dans le cas présent.

7. L'OPINION DE LA RÉGIE

[75] La Régie est saisie de deux plaintes d'EBMI portant sur le refus du Transporteur de lui accorder le renouvellement de quatre conventions de service de transport ferme de long terme pour une période d'un an. Le Transporteur invoque comme motif de refus qu'il ne peut offrir les capacités fermes de transport demandées. L'insuffisance de capacité résulte du fait que le Transporteur a procédé à l'harmonisation de sa capacité de transport ferme avec celle du réseau voisin et que l'implantation de cette harmonisation a eu pour effet de réduire la capacité de transport ferme disponible sur le chemin HQT-NE de 2 000 MW à 1 200 MW.

[76] Conformément à l'article 98 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁶⁶ (la Loi), lorsqu'elle examine une plainte, la Régie doit vérifier si l'application des tarifs et des conditions de transport a été suivie par le Transporteur. Lorsqu'elle considère la plainte fondée, l'article 101 de la Loi accorde à la Régie le pouvoir d'ordonner au Transporteur d'appliquer, dans le délai qu'elle fixe, les mesures qu'elle détermine relativement à l'application des tarifs et des conditions.

⁶⁴ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 184 à 186.

⁶⁵ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 182 et 183.

⁶⁶ L.R.Q., c. R-6.01.

[77] La Régie doit donc déterminer si la décision du Transporteur de refuser les demandes de renouvellement des Conventions MATI-NE et des Conventions ON-NE pour le motif d'insuffisance de capacité de transport ferme disponible due au processus d'harmonisation qu'il a mis en place le 8 juillet 2009, est conforme aux dispositions des Tarifs et conditions.

[78] Plus spécifiquement, la Régie doit se demander si le Transporteur était bien fondé de traiter les demandes de renouvellement d'EBMI comme de nouvelles demandes de service et, par conséquent, déterminer si la capacité de transport ferme était suffisante pour accepter ces demandes de renouvellement.

[79] La question principale soulevée par ces plaintes a trait à la portée de l'article 2.2 des Tarifs et conditions qu'il y a lieu de citer à nouveau :

*« 2.2 **Priorité de réservation pour les clients existants du service ferme** : Les clients existants du service de transport ferme avec une durée de contrat d'un an ou plus sont en droit de continuer d'utiliser le service de transport du Transporteur à l'expiration, à la reconduction ou au renouvellement de leur contrat. Cette priorité de réservation de transport ne dépend pas du fait que le client existant continue à acheter l'électricité du Producteur, ou choisit d'acheter l'électricité d'un autre fournisseur. Si, à la fin de la durée du contrat, le réseau de transport du Transporteur ne peut pas répondre à toutes les demandes de service de transport, le client existant de service ferme doit accepter une durée de contrat au moins égale à celle d'une nouvelle demande concurrente de la part d'un client admissible et accepter de payer le tarif juste et raisonnable courant approuvé par la Régie pour ce service. Cette priorité de réservation de transport pour les clients existants du service ferme est un droit qui se continue et qui peut être exercé à la fin de tous les contrats fermes d'un an ou plus, à condition que le client en avise le Transporteur par écrit et via OASIS au plus tard soixante (60) jours avant la fin du contrat⁶⁷. »* [nous soulignons]

[80] Par ailleurs, la Régie est d'avis que la question de savoir si la solution alternative proposée par le Transporteur à EBMI d'utiliser un produit de service de transport non ferme est valable ou pas, n'est pas pertinente au débat devant elle.

⁶⁷ Version des Tarifs et conditions telle qu'approuvée par les décisions D-2009-015 et D-2009-023 pour la plainte P-130-001 et par les décisions D-2010-032 et D-2010-041 pour la plainte P-130-003. Aucune modification à l'article 2.2 entre les versions de 2009 et 2010.

La portée de l'article 2.2 des Tarifs et conditions

[81] L'article 2.2 des Tarifs et conditions actuellement en vigueur origine du Règlement 659 d'Hydro-Québec⁶⁸ (le Règlement 659).

[82] Le Règlement 659 reproduit essentiellement le texte du tarif pro forma adopté par la FERC par son Ordonnance 888 du 24 avril 1996.

[83] Le texte de l'article 2.2 des Tarifs et conditions applicable aux présentes plaintes est substantiellement le miroir du texte de l'article 2.2 du tarif pro forma, tel qu'il appert des différentes versions en anglais comparatives de cet article déposées par EBMI⁶⁹.

[84] Dans ce contexte, et bien qu'elle ne soit pas liée par les décisions de la FERC, la Régie considère que les décisions de la FERC sont pertinentes afin d'apporter un éclairage lui permettant d'interpréter la portée du droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

[85] La Régie reprend ainsi, dans l'ordre chronologique, les décisions pertinentes de la FERC qui traitent de l'article 2.2 du tarif pro forma.

[86] Le 24 avril 1996, la FERC rend l'Ordonnance 888 qui a donné lieu à l'adoption du tarif pro forma. Dans cette ordonnance, elle traite du droit d'un client de continuer à utiliser un service de transport ferme en ces termes :

« 175 [...] 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. The limitations are that the underlying contract must have been for a term of one-year or more and the existing customer must agree to match the rate offered by another potential customer, up to the

⁶⁸ Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau, 129 G.O. partie II, 12 mars 1997, page 1248, approuvé par le décret 276-97 du gouvernement du Québec le 5 mars 1997.

⁶⁹ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 1^{er} volume, onglet 2 D.

transmission provider's maximum filed transmission rate at that time, and to accept a contract term at least as long as that offered by the potential customer.

176/ This means that there is no right to grandfather the historical price of the transmission service. Thus, if not enough capacity is available to meet all requests for service, the right of first refusal gives the capacity to the existing customer who had contractually been using the capacity on a long-term, firm basis, assuming that it meets the conditions set forth above⁷⁰. » [nous soulignons]

[87] Dans l'Ordonnance 888-A du 4 mars 1997, la FERC revient spécifiquement sur le droit de premier refus (*Right of First Refusal*) :

« Right of First Refusal

In the Final Rule, the Commission 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. 46 / If not enough capacity is available to meet all requests for service, the right of first refusal gives the existing customer who had contractually been using the capacity on a long-term, firm basis the option of keeping the capacity. However, the limitations imposed by the Commission are that the underlying contract must have been for a term of one- year or more and the existing customer must agree to match the rate offered by another potential customer, up to the transmission provider's maximum filed transmission rate at that time, and to accept a contract term at least as long as that offered by the potential customer. 47 / Moreover, the Commission indicated that this right of first refusal is an ongoing right that may be exercised at the end of all firm contract terms (including all future unbundled transmission contracts)⁷¹. » [nous soulignons]

[...]

« Commission Conclusion

In this order, the Commission reaffirms its decision to give a reservation priority to existing and future firm transmission customers served under a contract of one year or more, and also addresses petitioner arguments regarding the Commission-imposed limitations associated with the exercise of that priority⁷². » [nous soulignons]

⁷⁰ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 1^{er} volume, onglet 3 I A, pages 5 et 6.

⁷¹ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 1^{er} volume, onglet 3 I B, pages 1 et 2.

⁷² Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 1^{er} volume, onglet 3 I B, page 7.

[88] Il ressort de ces ordonnances de la FERC que, d'une part, le client de service de transport ferme de long terme d'un an et plus a le droit de continuer d'utiliser le service à l'expiration de sa convention de service. D'autre part, dans le cas où le client existant décide de continuer d'utiliser le service et où il y aurait d'autres demandes concurrentes, si la capacité sur le réseau n'est pas suffisante pour satisfaire à toutes les demandes, le client existant a droit à une priorité sur les autres demandes à la condition d'égaliser la meilleure offre concurrente.

[89] Le 31 mai 2002, dans l'affaire *Exelon Generation Company, LLC (Exelon) v. Southwest Power Pool, Inc. (SPP)*, la FERC s'est prononcée sur l'application de l'article 2.2 du tarif pro forma dans une situation où un transporteur a refusé une demande de renouvellement au motif de capacité de transport insuffisante, à la suite de la réalisation d'une étude d'impact⁷³.

[90] Dans cette affaire, le transporteur SPP refusait de renouveler l'entente de service du client Exelon en raison de changements à des engagements fermes (« *native load growth, changes in external trading patterns, generation dispatch modeling assumptions and loop flow changes* »). Ces changements ont entraîné des surcharges sur des portions du réseau de SPP, en attendant que des travaux de renforcement soient complétés⁷⁴.

[91] À l'instar de l'article 2.2 des Tarifs et conditions, le texte de l'article 2.2 du tarif de SPP prévoit que le client existant d'un service ferme long terme a le droit de continuer d'utiliser le service de transport à l'expiration, à la reconduction ou au renouvellement de son engagement. Même si le motif lié aux contraintes du réseau de SPP dans cette affaire n'est pas de la même nature que le motif invoqué par le Transporteur pour refuser les demandes de renouvellement d'EBMI, cette décision est pertinente pour déterminer la portée à donner à l'article 2.2 quant au droit de renouvellement d'un contrat ferme d'un an et plus.

[92] SPP a plaidé notamment que l'article 2.2 était inapplicable en l'absence de demande concurrente et qu'une demande de renouvellement devait être traitée comme une nouvelle demande. La FERC a rejeté les arguments de SPP et accueilli la plainte pour les motifs suivants :

⁷³ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 A, paragraphe 3.

⁷⁴ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 A, paragraphes 13 et 25.

« 23. The Commission will grant Exelon's complaint. Section 2.2 of SPP's OATT provides, in relevant part:

***Reservation Priority For Existing Firm Service Customers:** Existing firm service customers (wholesale requirements and transmission-only, with a contract term of one-year or more, and retail) . . . have the right to continue to take transmission service from the Transmission Provider when the 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 contract terms of one year or longer . . . If competing existing firm service requirements customers apply for service that cannot be fully provided, the priority rights will be ranked in accordance with first-come, first-served principles. If firm service customers tie, then the capacity for which they receive priority rights under this Tariff shall be apportioned on a pro rata basis.*

24. As stated earlier, Section 2.2 of the SPP OATT adopts the language of the Commission's pro forma OATT. 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. 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). This rollover right, set forth in Section 2.2, was intended to apply regardless of whether there is a competing request for transmission service. Thus, Exelon has the right to request a rollover of its existing firm point-to-point transmission service.

25. 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. While we stated in Entergy that "by exercising a right of first refusal an existing transmission customer is, in effect, arranging a new long-term firm point-to-point transmission service," that does not diminish an existing customer's rollover right and related reservation priority as SPP argues. In this regard, we note that Exelon properly complied with SPP's tariff and exercised its rollover right on March 11, 2002, more than 60 days prior to the June 1, 2002 expiration date.

[...]

27. *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 controls⁷⁵. »*
[nous soulignons]

[93] Ainsi, selon la FERC, l'article 2.2 accorde à un client existant qui a une réservation ferme de long terme d'un an et plus un droit de renouvellement du service de transport à l'expiration de sa convention, et ce, qu'il y ait ou non une demande concurrente. La FERC ajoute également qu'un transporteur a l'obligation de maintenir la capacité disponible pour permettre aux clients d'exercer leur droit de renouvellement et que toute limitation de ce droit doit être prévue dans la convention de service initiale.

[94] SPP a déposé à la FERC une demande en révision de cette décision. En novembre 2002, la FERC a rejeté la demande de révision de SPP et a clairement réitéré l'obligation, pour le transporteur, de s'assurer de maintenir la capacité de transport disponible afin de satisfaire les demandes des clients qui détiennent des droits de renouvellement. De plus, dans le cas où une contrainte surviendrait après la signature de la convention initiale, la FERC a indiqué que le transporteur a l'obligation de construire des ajouts au réseau pour alléger la contrainte de réseau ou d'appliquer la procédure de réduction de service ferme prévue au tarif de SPP :

« 13. SSP's arguments do not diminish Exelon's rollover rights under Section 2.2 of the SPP OATT. 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. In providing for Exelon's rollover rights in Section 2.2, SPP is responsible for evaluating the impact of the exercise of these rights on its system.

14. [...] 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 constraint that SPP cites are not sufficient to override Exelon's rollover rights. If constraints arise after a transmission

⁷⁵ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 A, pages 6 à 8.

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.

15. In its rehearing request, SPP states that « [t]he Commission's order will force SPP and other transmission providers to presume that all long-term customers will renew their service, and evaluate the impact of the service for years beyond the requested term of the proposed service agreement. » SPP is correct in this regard. 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 it⁷⁶. » [nous soulignons]

[95] De plus, dans cette même décision, la FERC a été amenée à préciser le seul cas où une demande de renouvellement peut être traitée comme une nouvelle demande :

« 40 [...] The only instance in which a transmission provider can require a new system impact study for an existing long-term customer seeking to rollover over its service would be where that customer requests a change to a receipt or delivery point in an existing long-term firm transmission service agreement. In that instance, the customer's request can be treated as a new request for service for purposes of the availability of capacity⁷⁷. » [nous soulignons]

[96] La Régie comprend de cette décision que, selon la FERC, une demande de renouvellement ne peut être traitée comme une nouvelle demande, sauf dans le cas où le client souhaite modifier le point de réception ou de livraison dans sa convention de service existante.

[97] Le 16 février 2007, dans l'Ordonnance 890, la FERC expose à nouveau sa position sur la portée de l'article 2.2 du tarif pro forma :

« 3. Rollover Rights

1214. Section 2.2 of the pro forma OATT allows existing firm transmission service customers – wholesale requirements and transmission-only customers with

⁷⁶ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 B, pages 5 et 6.

⁷⁷ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 2^e volume, onglet 4 B, page 16.

contracts of one year or more – the right to continue to take transmission service from the transmission provider when the customer’s contract expires.

[...]

1215. [...] 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.

[...]

Commission Determination

1255. The Commission will not adopt any changes to its matching policies at this time. At the time of rollover of their contracts, transmission customers will continue to be required to match competing requests for service as to term and rate in order to roll over their service. This preserves the current policy goal of providing a mechanism for awarding capacity to those who value it most, as well as providing for a tie-breaking mechanism when needed that gives priority to existing customers so that they may continue to receive transmission service. Absent the requirement that the customer match the contract term of a competing request, transmission providers could be forced to enter into shorter-term arrangements that could be detrimental from both an operational standpoint (i.e., system planning) and a financial standpoint. We clarify, however, that transmission customers must also enter into a transmission contract of at least five years in order to obtain a subsequent rollover right in the absence of a competing request for a longer term.

1256. The Commission will continue to require rollover restrictions based on reasonable forecasts of native load growth or preexisting contracts that commence in the future to be included in the initial transmission service agreement. This will remain the only appropriate way to restrict a rollover right⁷⁸. » [nous soulignons]

⁷⁸ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d’EBMI, 1^{er} volume, onglet 3 I C, pages 712 à 715, 743 et 744.

[98] La FERC revient sur la question des restrictions au droit de renouvellement dans l'Ordonnance 890-A du 28 décembre 2007 :

« 2. Rollover Rights

[...]

633. The Commission declined to eliminate the requirement that an existing transmission customer match competing offers as to term and rate in order to roll over its service. The Commission also continued to require rollover restrictions to be based only on reasonable forecasts of native load growth or preexisting contracts that commence in the future. The Commission affirmed that any restrictions on a customer's rollover rights must be included in the initial transmission service agreement.

[...]

Commission Determination

675. The Commission continues to believe it is appropriate to require that rollover restrictions be based on reasonable forecasts of native load growth or preexisting contracts that commence in the future and that such restrictions be included in the initial transmission service agreement. As explained in Order No. 890, this will remain the only appropriate way to restrict a rollover right⁷⁹. »

[nous soulignons]

[99] La Régie note que la FERC maintient sa position quant à la nature du droit de renouvellement prévu à l'article 2.2.

[100] À la lumière des ordonnances et décisions de la FERC, la Régie retient les principes suivants aux fins de la présente décision :

- L'article 2.2 accorde à un client existant d'un service de transport ferme de long terme d'une durée de contrat d'un an ou plus un droit de continuer d'utiliser le service de transport à l'expiration de sa convention de service, à la condition de transmettre un préavis en ce sens dans le délai prescrit. Ce droit existe, qu'il y ait ou non des demandes concurrentes;
- Un transporteur a la responsabilité de s'assurer que la capacité sur son réseau de transport est suffisante pour répondre aux demandes des clients qui détiennent des droits de renouvellement;

⁷⁹ Dossier P-130-001, pièce B-22, cahier des plaidoiries d'EBMI, 1^{er} volume, onglet 3 I D, pages 334, 335 et 359.

- Une demande de renouvellement ne peut être traitée comme une nouvelle demande;
- Les limitations ou restrictions au droit de renouvellement doivent être précisées dans la convention de service initiale.

[101] Aux fins des présentes plaintes, étant donné l'absence de demandes concurrentes au moment des demandes de renouvellement, ce qui n'est pas contesté par le Transporteur⁸⁰, seul le premier volet de l'article 2.2 des Tarifs et conditions est en cause, soit le droit pour un client existant du service de transport ferme avec une durée d'un an et plus de continuer d'utiliser le service de transport à l'expiration de la convention.

[102] En l'espèce, EBMI est un client existant au sens de l'article 2.2 des Tarifs et conditions qui bénéficie du droit de renouvellement, puisque les conventions de service en cause sont des contrats de transport ferme d'un an et plus. EBMI a également respecté la condition préalable à l'exercice du droit de renouvellement en transmettant au Transporteur un préavis écrit au moins soixante jours avant l'expiration de ses conventions.

[103] Cela étant dit, la Régie doit vérifier si des restrictions au droit de renouvellement ont été prévues dans les conventions initiales.

[104] Dans le cas des Conventions MATI-NE, la Régie constate que le Transporteur a inséré une clause à l'annexe B prévoyant certaines restrictions quant à la disponibilité du service :

« Pour des raisons de maintenance sur l'interconnexion HQT-NE le service sera interrompu du 30 avril au 3 mai 2007. Le Transporteur avait également prévu des travaux sur les lignes L1101 et L1104, par conséquent, le service de transport entre MATI-HQT ne sera pas disponible entre le 1^{er} et le 12 octobre 2007⁸¹. »

[105] La Régie considère que cette clause n'avait pas pour objectif de restreindre le droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions, mais bien de préciser les périodes spécifiques au cours desquelles le service ne serait pas disponible pendant la durée des conventions. Une telle clause ne peut avoir pour effet de restreindre le droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

⁸⁰ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-17, page 5, section 2.3.1.

⁸¹ Dossier P-130-001, pièce B-1, EBMI-2, annexe B.

[106] La Régie note que, par la suite, le Transporteur a accepté les demandes de renouvellement de service pour les Conventions MATI-NE en 2008 et en 2009, en précisant toutefois ce qui suit :

« Le Transporteur vous avise que la durée de vie de l'interconnexion qui est représentée par le chemin visé dans votre demande est limitée et qu'une étude d'impact sera éventuellement requise afin d'identifier le coût des ajouts au réseau ou des travaux permettant de maintenir le service demandé. Lors d'une demande de renouvellement subséquente, vous devrez alors vous engager à défrayer les frais de cette étude et à assumer éventuellement la part des coûts qui vous reviendra si vous exercez votre droit de renouvellement, conformément aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec qui seront alors en vigueur⁸². » [nous soulignons]

[107] Selon la Régie, les précisions apportées par le Transporteur, en ce qui a trait à la durée de vie utile des équipements, n'ont aucune incidence sur le droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions, d'autant plus qu'elles sont postérieures à la signature des conventions initiales.

[108] En ce qui a trait aux Conventions ON-NE, elles n'ont fait l'objet d'aucune clause particulière pouvant avoir un effet restrictif sur le droit de renouvellement d'EBMI.

[109] La Régie conclut qu'il n'y avait donc pas de clause dans les conventions de service initiales pouvant restreindre le droit de renouvellement d'EBMI. Néanmoins, le Transporteur a refusé les demandes de renouvellement au motif que la capacité de transport était insuffisante au moment où les demandes de renouvellement ont été analysées. Pour arriver à cette conclusion, le Transporteur a considéré les demandes de renouvellement comme de nouvelles demandes et a appliqué le principe du « *premier arrivé, premier servi* » prévu à l'article 13.2 des Tarifs et conditions :

« 13.2 Priorité de réservation : Le service de transport ferme à long terme de point à point est offert selon le principe du premier arrivé, premier servi, c'est-à-dire dans l'ordre chronologique de réservation du service par chaque client du service de transport. [...] » [nous soulignons]

⁸² Dossier P-130-001, pièces B-1, EBMI-9 et EBMI-10, lettres du Transporteur du 4 mars 2008 et du 4 mars 2009.

[110] La Régie comprend qu'étant donné que la demande de service du Producteur de 1 200 MW était antérieure aux demandes de renouvellement d'EBMI, le Transporteur a ainsi établi, à la suite de l'implantation de l'harmonisation, que la capacité de transport ferme sur le chemin HQT-NE n'était plus suffisante pour accorder les demandes d'EBMI. Toutefois, le même article 13.2 prévoit ce qui suit pour les clients existants :

« [...] *Les priorités de réservation pour les clients existants du service de transport ferme sont stipulées à l'article 2.2. [...] »*

[111] Selon la Régie, en ce qui a trait à la priorité de réservation, il est clair que les demandes de renouvellement des clients existants relèvent de règles distinctes de celles applicables aux nouvelles demandes. Le principe du « *premier arrivé, premier servi* » ne s'applique donc pas aux demandes de renouvellement.

[112] En fait, selon la Régie, permettre au Transporteur de traiter une demande de renouvellement comme une nouvelle demande reviendrait à ignorer l'existence même du droit de renouvellement prévu à l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

[113] Enfin, le fait qu'une demande de renouvellement requiert une nouvelle inscription sur le site OASIS, l'octroi d'un nouveau numéro et la signature d'une nouvelle convention ne peut justifier le Transporteur de la traiter au même titre qu'une nouvelle demande de service. De l'avis de la Régie, il s'agit de pratiques de nature administrative qui ne peuvent avoir pour effet d'affecter les droits de clients existants comme EBMI.

[114] En conséquence, la Régie juge que le Transporteur ne pouvait traiter les demandes de renouvellement d'EBMI comme de nouvelles demandes de service.

[115] EBMI, en tant que client existant du service de transport ferme de point à point de long terme, ayant transmis son avis de renouvellement dans le délai prescrit, elle avait donc le droit au renouvellement des Conventions MATI-NE et des Conventions ON-NE, et ce, conformément à l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

[116] Ainsi, la Régie conclut que la décision du Transporteur de refuser les demandes de renouvellement des Conventions MATI-NE et des Conventions ON-NE pour le seul motif que l'ATC sur le chemin HQT-NE défini à la suite de l'implantation de l'harmonisation était insuffisant, contrevient à l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

[117] Par ailleurs, la Régie constate que le renouvellement des Conventions MATI-NE et des Conventions ON-NE pour la totalité des capacités ferait en sorte qu'il y aurait plus de 1 500 MW de réservations fermes sur le chemin HQT-NE, en tenant compte du contrat de 1 200 MW du Producteur ayant débuté le 1^{er} juillet 2009.

[118] Dans la décision de la demande en révision de l'affaire Exelon citée précédemment, la FERC a indiqué que, dans le cas où une contrainte surviendrait sur le réseau après la signature d'une convention initiale, le transporteur a deux options : construire des ajouts au réseau afin d'alléger la contrainte du réseau ou réduire le service ferme selon l'article 13.6 des Tarifs et conditions. Il est clair que la première option n'est pas applicable, puisque le réseau du Transporteur ne présente pas de problème, étant donné que la capacité du chemin HQT-NE est de 2 000 MW. C'est d'ailleurs cette capacité maximale de transport de 2 000 MW qui est affichée sur le site OASIS depuis l'ouverture du chemin HQT-NE.

[119] Quant à la deuxième option, EBMI a suggéré que, dans le cas où le Transporteur a le droit de réduire la capacité de transport disponible de 2 000 à 1 200 MW, une solution pourrait consister à appliquer l'article 13.6 des Tarifs et conditions en réduisant proportionnellement le service ferme des clients afin de ramener le total des capacités des réservations fermes à 1 200 MW.

[120] La Régie juge donc opportun d'aborder cette question aux paragraphes suivants.

L'applicabilité de l'article 13.6 des Tarifs et conditions

[121] L'article 13.6 des Tarifs et conditions se lit comme suit :

« 13.6 Réduction du service de transport ferme : Si une réduction dans le réseau de transport du Transporteur, ou une partie de celui-ci, est nécessaire pour maintenir une exploitation fiable du réseau, des réductions seront faites de façon non discriminatoire à la transaction (aux transactions) qui a (ont) pour effet d'alléger les contraintes. Si plusieurs transactions doivent être réduites, dans la mesure du possible et conformément aux pratiques usuelles des services publics, les réductions s'appliqueront proportionnellement aux clients de charge locale, aux clients du réseau intégré et aux clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point. Toutes les réductions seront faites sur une base non discriminatoire; toutefois, le service de transport non ferme de point à point est subordonné au service de transport ferme. Quand le Transporteur établit qu'il existe une urgence de nature électrique dans son réseau de transport

et met en oeuvre des procédures d'urgence pour réduire le service de transport ferme, le client du service de transport doit faire les réductions requises à la demande du Transporteur. Toutefois, le Transporteur se réserve le droit de réduire, en tout ou en partie, le service de transport ferme prévu aux présentes si, à sa seule discrétion, un état d'urgence ou toute autre condition imprévisible compromet ou détériore la fiabilité de son réseau de transport. Le Transporteur avisera en temps opportun tous les clients du service de transport touchés des réductions programmées. » [nous soulignons]

[122] L'article 13.6 des Tarifs et conditions prévoit les situations pouvant mener à des réductions de service de transport ferme. Le Transporteur peut effectuer des réductions sur son réseau, lorsque nécessaire, pour maintenir une exploitation fiable du réseau. Il y est également mentionné que les réductions peuvent être appliquées lorsqu'il existe une urgence de nature électrique, pour faire face à un état d'urgence ou toute autre condition imprévisible qui pourrait compromettre la fiabilité du réseau de transport.

[123] En l'espèce, la preuve au dossier n'a pas démontré que le Transporteur faisait face à une contrainte réelle sur son réseau pouvant justifier l'application de réductions du service ferme prévu à l'article 13.6. À cet égard, la Régie retient du témoignage de monsieur Sylvain Clermont, témoin du Transporteur, qu'il n'y a pas eu de dégradation du service sur le chemin HQT-NE, même si les réservations fermes sur ce chemin totalisent plus de 1 500 MW⁸³.

[124] De plus, en argumentation, le Transporteur a admis qu'il n'y a pas de problème d'accès au réseau⁸⁴, ni de congestion⁸⁵.

[125] La Régie conclut que l'état de la situation actuelle sur le chemin HQT-NE ne met pas en péril l'exploitation fiable du réseau de transport et ne justifie pas, selon la preuve au dossier, l'application de réductions de service conformément à l'article 13.6 des Tarifs et conditions.

La conclusion

[126] Pour les motifs mentionnés, la Régie arrive à la conclusion que la décision du Transporteur de refuser le renouvellement des Conventions MATI-NE et des

⁸³ Dossier P-130-001, pièce A-12-3, NS du 16 septembre 2010, volume 3, pages 112, 113 et 118.

⁸⁴ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, pages 143 et 144.

⁸⁵ Dossier P-130-001, pièce A-12-4, NS du 17 septembre 2010, volume 4, page 152.

Conventions ON-NE n'est pas conforme à l'article 2.2 des Tarifs et conditions. Les demandes de renouvellement d'EBMI n'avaient pas à être traitées comme de nouvelles demandes par le Transporteur. EBMI a donc le droit au renouvellement des Conventions de MATI-NE pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011, et des Conventions ON-NE pour la période du 22 octobre 2010 au 21 octobre 2011. Par ailleurs, la Régie juge que la réduction des services fermes selon l'article 13.6 des Tarifs et conditions n'est pas applicable dans les cas présents.

[127] La question de savoir si la décision du Transporteur de procéder à l'implantation de l'harmonisation ou de la coordination de la capacité de transport sur son réseau avec celle du réseau voisin ISO-NE aurait dû faire l'objet d'une autorisation préalable de la Régie demeure académique aux fins de la présente décision pour les régisseurs Turgeon et Hardy, compte tenu des conclusions auxquelles arrive la formation sur la portée de l'article 2.2 des Tarifs et conditions et les droits d'EBMI en vertu des Conventions MATI-NE et ON-NE.

8. L'OPINION ADDITIONNELLE DU RÉGISSEUR LASSONDE

[128] Je suis d'accord avec mes collègues sur le fait qu'EBMI a un droit clair au renouvellement des Conventions MATI-NE et des Conventions ON-NE (les Conventions) suivant l'article 2.2 des Tarifs et conditions.

[129] EBMI est donc un client à long terme du service de transport ferme de point à point au même titre que tout autre client du même service, avec les droits et obligations qui s'y rattachent.

[130] Sur la question de l'harmonisation des capacités de transport ferme sur le chemin HQT-NE en tenant compte des limites sur le réseau voisin géré par ISO-NE, je tiens à préciser ce qui suit.

[131] EBMI a plaidé⁸⁶ que l'opération d'harmonisation n'est pas « *une pure question de gestion de réseau* » et que le Transporteur ne pouvait se livrer à une telle opération sans

⁸⁶ Dossier P-130-001, pièce B-1, demande, allégués n^{os} 93 à 96.

« que la Régie en examine le bien-fondé, la pertinence, l'impact sur les droits des clients de transport existants et, le cas échéant, en baliser l'implantation ».

[132] Une fois réglée la question du droit d'EBMI de continuer d'utiliser le transport ferme au renouvellement des Conventions, ce que doit faire le Transporteur advenant des circonstances limitant la capacité de transport ferme sur le chemin HQT-NE est, selon moi, une question de gestion de réseaux des deux côtés de la frontière.

[133] Même si, dans le cadre d'une autre demande⁸⁷, le Transporteur veut ajouter des dispositions aux Tarifs et conditions portant sur l'harmonisation de la capacité de son réseau avec celle des réseaux voisins, cela ne veut pas dire qu'il devait obtenir l'autorisation de la Régie pour gérer une situation pouvant avoir un impact sur la capacité de transport ferme sur le chemin HQT-NE.

[134] Il est en preuve que le Transporteur a contracté avec EBMI et le Producteur des services de transport ferme sur le chemin HQT-NE pour environ 1 500 MW, alors que des contraintes sur le réseau voisin peuvent réduire cette capacité à 1 200 MW.

[135] Même si la réduction du service de transport ferme sur le chemin HQT-NE semble hypothétique pour le moment puisque les deux clients en service ferme du Transporteur — EBMI pour 306 MW et le Producteur pour 1 200 MW — réussissent à faire transiter ces quantités sur le chemin en question, en tant que clients du service de transport ferme du Transporteur, EBMI et le Producteur peuvent, en tout temps, demander le transit de la totalité des quantités prévues à leurs conventions de service.

[136] Le jour où un tel transit ne pourra se faire parce qu'ISO-NE ne le permettra pas, comme il n'y a pas de restriction de capacité sur le réseau du Transporteur sur ce chemin (2 000 MW étant disponibles), la logique voudrait que ce soit ISO-NE qui gère la restriction du côté américain du chemin HQT-NE en appliquant les dispositions du tarif OATT, dont les dispositions sont semblables à celles de l'article 13.6 des Tarifs et conditions.

[137] Qu'il incombe, en pareilles circonstances, au Transporteur ou à ISO-NE de gérer les restrictions de capacité de transit sur le chemin HQT-NE, cela devra se faire de façon

⁸⁷ Dossier R-3669-2008 Phase 2.

non discriminatoire pour satisfaire la demande des clients en service ferme, dont EBMI et le Producteur.

[138] Bref, mis à part la partie de l'avis du Transporteur sur OASIS publiée entre le 8 juillet et le 9 août 2009, où le Transporteur assimilait les demandes de renouvellement de transport ferme à de nouvelles demandes, il m'apparaît normal que le Transporteur ait informé ses clients, par avis sur OASIS, qu'il allait analyser les valeurs de transit sur son réseau en tenant compte des capacités de transit sur le réseau voisin. Cela ne contrevenait pas, selon moi, aux Tarifs et conditions.

[139] De plus, un tel avis sur OASIS m'apparaît logique et nécessaire dans le contexte où les engagements fermes du Transporteur sur son réseau dépassent déjà les limites de transport ferme qu'ISO-NE pourrait imposer dans certaines circonstances et que cela pourra, le cas échéant, avoir un impact sur les demandes de transport ferme des nouveaux clients.

9. LA DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[140] Le Transporteur dépose les annexes 2, 3, 5, 6 et 11 du dossier d'examen interne de la plainte P-130-001 et les annexes 2, 3, 5, 6 et 9 du dossier d'examen interne de la plainte P-130-003 sous pli confidentiel. Ces annexes contiennent des comptes rendus de réunions tenues entre ISO-NE et le Transporteur.

[141] Le Transporteur a permis la consultation de ces documents par les représentants d'EBMI par la signature d'une entente de confidentialité et de non-divulgence.

[142] Le 7 septembre 2010, le Transporteur dépose une affirmation solennelle de monsieur Sylvain Clermont au soutien de sa demande de traitement confidentiel de ces annexes. Monsieur Clermont allègue que ces annexes contiennent des renseignements dont certains aspects sont de nature commerciale et qui font l'objet d'une obligation de confidentialité en vertu de la *Convention des exploitants de l'interconnexion entre ISO New England Inc. et Hydro-Québec TransÉnergie*. Ainsi, selon monsieur Clermont, la divulgation publique de ces renseignements irait à l'encontre des obligations contractuelles du Transporteur.

[143] Le Transporteur demande à la Régie de se prévaloir de l'article 30 de la Loi et d'interdire toute divulgation de l'information et des renseignements contenus aux annexes confidentielles. EBMI ne s'est pas opposée à cette demande.

[144] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE les plaintes P-130-001 et P-130-003 d'EBMI;

ORDONNE au Transporteur de reconduire, pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011, les Conventions MATI-NE selon les modalités des Tarifs et conditions en vigueur à la date des présentes, et **ORDONNE** au Transporteur de permettre à EBMI de continuer d'utiliser les services de transport ferme à long terme de point à point sur le réseau du Transporteur, et en particulier sur le chemin MATI-HQT-NE, conformément aux modalités des Tarifs et conditions découlant des décisions D-2009-015 et D-2009-023, pour une capacité réservée de 111/106 MW;

ORDONNE au Transporteur de reconduire, pour la période du 22 octobre 2010 au 21 octobre 2011, les Conventions ON-NE selon les modalités des Tarifs et conditions en vigueur à la date des présentes, et **ORDONNE** au Transporteur de permettre à EBMI de continuer d'utiliser les services de transport ferme à long terme de point à point sur le réseau du Transporteur, et en particulier sur le chemin ON-HQT-NE, conformément aux modalités des Tarifs et conditions découlant des décisions D-2010-032 et D-2010-041, pour une capacité réservée totalisant 210/200 MW;

ACCUEILLE la demande de traitement confidentiel du Transporteur;

INTERDIT la divulgation, la publication ou la diffusion des documents suivants :

- pièce HQT-22, annexes 2, 3, 5, 6 et 11 du dossier P-130-001,
- pièce HQT-18, annexes 2, 3, 5, 6 et 9 du dossier P-130-003.

Marc Turgeon

Régisseur

Michel Hardy

Régisseur

Richard Lassonde

Régisseur

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

Hydro-Québec représentée par M^c Yves Fréchette.



IN THE MATTER OF

BRITISH COLUMBIA TRANSMISSION CORPORATION

AND

AMENDMENTS TO THE OPEN ACCESS TRANSMISSION TARIFF

DECISION

September 10, 2009

BEFORE:

A.A. Rhodes, Panel Chair/Commissioner

L.A. O'Hara, Commissioner

P.E. Vivian, Commissioner

BCTC therefore proposes a new Attachment K to its OATT to maintain comparability with the FERC pro forma tariff. BCTC's Attachment K describes a four phase biennial planning process for capital projects with a ten year planning horizon. BCTC also proposes amendments to sections 15.4, 16.1 (e), 17.2(j), 28.2, 29.2(i) and 31.6 of its OATT, which amendments are also consistent with the FERC Order 890 requirements. (Exhibit B1-1, pp. 20, 23)

BCTC proposes to deviate from FERC's proposed three step process for dispute resolution in Attachment K. BCTC is of the view that the legislative framework in British Columbia supports a more efficient process and that aggrieved stakeholders' issues can be addressed as part of the BCTC capital plan review process or the BCUC's complaint process. (Exhibit B1-1, p. 32)

BC Hydro/Powerex support the proposed Attachment K, but seek to amend the wording of section 3 of Attachment K to clarify that the planning horizon is no less than 10 years and that BCTC will accept and take longer term information into account in its planning process. (BC Hydro/Powerex Argument, p. 3)

BCTC takes the position that no modification to section 3 is required. BCTC states that the provisions under which BC Hydro already provides information to BCTC as a Network Customer allow it to provide forecasts with planning horizons greater than ten years and that these provisions remain in effect and are unchanged by the proposed amendments. BCTC further notes that s. 3.3(e) (ii) of Attachment K grants any Stakeholder the right to provide any information on potential requirements it believes should be considered in the planning process. BCTC further submits that the idea of a ten year planning horizon is not new and, in fact, reflects the current planning obligations found in Attachment J of the tariff. Finally, BCTC submits that Attachment K does not change the planning process with respect to BC Hydro. (BCTC Reply, pp.2-3)

Commission Determination

The Commission Panel agrees with BCTC that the tariff, as amended and including Attachment K, does not require further modification to specifically acknowledge a planning horizon greater than ten years. The Commission Panel notes that the language of Attachment K s. 3.3 (e) (ii) is permissive and allows a Stakeholder to submit whatever information it wishes to have considered.

Accordingly, the Commission Panel approves the proposed Attachment K and consequent amendments, as filed.

3.3 Transmission Pricing

3.3.1 Energy and Generator Imbalance Service

BCTC proposes not to adopt the FERC Order 890 amendments relating to Energy and Generator Imbalance service, but to retain its current energy imbalance service rate design, with some minor modifications designed to simplify the current wording. BCTC is of the view that its current energy imbalance rate design complies with FERC Order 890 in principle, and that it strikes an appropriate balance between the interests of OATT customers and BC Hydro ratepayers. The BCUC approved the current energy imbalance rate design on that basis in its 2005 OATT Decision. BCTC also notes that no energy imbalance service was purchased in either F2007 or F2008. BCTC also states that its energy imbalance service is applicable to both generation and load such that there is no need to separately consider FERC Order 890's energy and generator imbalance service provisions.

(Exhibit B1-1, pp. 37, 40-42)

Commission Determination

The Commission Panel approves BCTC's proposal with respect to its energy imbalance service rate design.

3.3.2 Credits for Network Customers

BCTC proposes to adopt the FERC Order 890 tariff amendments which require the transmission provider to give credits to Network Customers whose facilities are integrated into the transmission provider's facilities so as to provide benefits in terms of increased capability and reliability and which can be relied upon by the transmission provider for the operation of the grid. As BC Hydro is BCTC's only Network Customer and also owns the grid, these amendments are not applicable to any customer at this time. If a new Network Customer were to be added, BCTC proposes to develop the necessary implementation requirements and business practices in consultation with its customers. (Exhibit B1-1, p. 42)

Commission Determination

The Commission Panel approves BCTC's proposal to amend the OATT to maintain consistency with the FERC Order 890 amendments relating to the provision of credits for Network Customers.

3.3.3 Capacity Reassignment

BCTC proposes to amend its OATT to accord with FERC Order 890 provisions relating to capacity reassignment. FERC Order 890 lifts the price cap on reassignment of transmission capacity for a trial period ending in October, 2010, at which time FERC will assess the impact of the measure. The removal of the price cap is intended to "foster the development of a more robust secondary market for transmission capacity", as point-to-point transmission service customers will have more incentive to make their service available to other customers who place a higher value on it. (FERC Order 890 B para. 77) BCTC proposes to review FERC's assessment and file any necessary changes to the tariff with the Commission. (Exhibit B1-1, p. 43)

Commission Determination

The Commission Panel generally approves the Capacity Reassignment provisions, as proposed in the Application. The Commission Panel is of the view that the creation of a secondary market may serve to provide increased access to the transmission system, thereby promoting more efficient utilization of the grid. As noted by FERC, it may also assist parties in managing the financial risks associated with long term commitments. (FERC Order 890, para. 808) The Commission Panel notes, however, that the implementation plan described in FERC Order 890 includes a requirement for quarterly reporting. (FERC Order 890, para. 817) **As BCTC has indicated that it intends to monitor the progress of its program (Exhibit B1-7, BCUC 1.28.1) the Commission Panel directs BCTC to prepare a summary report on the volumes and pricing of any reassigned transmission capacities on its system. This report is to be included in BCTC's annual report to the Commission.**

3.3.4 Unreserved Use Penalties

BCTC proposes to adopt the FERC Order 890 amendments relating to unreserved use penalties and to apply its current penalty charge of 125 percent of the maximum rate for Point-to-Point transmission service for its unauthorized use. FERC Order 890 allows the transmission provider some discretion in determining the penalty level, which is meant to be sufficient to create an incentive for customers to purchase the correct amount of transmission service. BCTC states that it has used the 125 percent figure since 2003 and has seen minimal unauthorized usage. (Exhibit B1-1, pp. 44-47)

Commission Determination

The Commission Panel approves BCTC's proposal in respect of Unreserved Use Penalties.

3.3.5 Other Ancillary Services

BCTC proposes to adopt the FERC Order 890 amendments relating to ancillary services to allow ancillary services to be provided by resources other than generation resources (i.e. load management). The ancillary services in BCTC's OATT are: Reactive Supply and Voltage Control, Regulation and Frequency Response, Energy Imbalance, Spinning Reserves, and Supplemental Reserves. BCTC proposes to defer the implementation of any load management options until such time as it can coordinate them with BC Hydro. (Exhibit B1-1, p. 47)

Commission Determination

The Commission Panel approves BCTC's proposal in respect of Other Ancillary Services.

3.4 Planning Redispatch

BCTC states that FERC Order 890 requires transmission providers to provide a planning redispatch service. The purpose of planning redispatch is to improve access to and utilization of an occasionally congested grid by requiring the transmission provider to alter the dispatch order of its own resources to relieve capacity constraints. As BCTC does not own any generation or demand-side resources, it proposes not to adopt what it considers could be interpreted as "mandatory" planning redispatch service provisions. BCTC proposes instead to adopt, with minor modification, the FERC Order 890 provisions relating to the facilitation of voluntary planning redispatch service, with which it is capable of complying. (Exhibit B1-1 ,pp. 47-49)

BCTC is of the view that there are no significant differences between the planning redispatch studies suggested by FERC Order 890 and the historical redispatch analysis which BCTC conducted in conjunction with BC Hydro in response to a BCUC request. That analysis led to the conclusion (which was accepted by the BCUC) that "opportunities for short term redispatch were small and that BC Hydro was not able to identify any surplus generation that could be used for long term redispatch." (Exhibit B1-7, BCUC 1.33.2)

BCTC considers, however, that compliance with the FERC Order 890 provision requiring a transmission provider such as itself to “provide customers with information on the capabilities of other generators to provide planning redispatch” is consistent with the work on redispatch it has already undertaken and that, “as customers come to BCTC with new ideas, this Order 890 provision may result in new opportunities being identified.” (Exhibit B1-7, BCUC 1.33.3)

BCTC submits that its redispatch proposal should be approved in support of its past work and to maintain comparability with FERC Order 890. (BCTC Argument, p. 16)

Commission Determination

The Commission Panel approves BCTC’s proposal in respect of the Planning Redispatch amendments to its OATT.

3.5 Conditional Firm Service

BCTC proposes to replace its current “Shaped Service” with “Conditional Firm Service” (“CFS”), for the most part as set out in the FERC Order 890 amendments. BCTC proposes to deviate from the FERC pro forma tariff amendments in the area of curtailment conditions.

BCTC states that its

“proposed CFS is a form of partial [Long Term Firm Point-to-Point] service that is offered when there is insufficient firm ATC to meet a customer’s full request for LTF PTP service. CFS will be curtailed before firm services under pre-specified conditions. CFS serves as a bridge service until the completion of committed Network Upgrades, or as a substitute service for customers who can accept a lower curtailment priority level than that of firm services.”

(Exhibit B1-1, p. 50)

The CFS product contemplated by FERC Order 890 includes a number of features:

- (a) A Conditional Firm Service customer must choose between two curtailment condition options:
 - 1) the "System Condition Option," wherein the transmission provider has the right to curtail based on specified system conditions that will occur or are anticipated to occur; or
 - 2) the "Number of Hours Option," wherein the transmission provider has the right to curtail for a specific number of hours to resolve any reliability events that will or are anticipated to occur.
- (b) Biennial Reassessment is to be conducted to determine whether more stringent curtailment conditions are required. In the event that more stringent conditions are determined to be necessary, the customer will have the right to choose whether to accept the service with new conditions or terminate the service. Otherwise, both parties remain bound by the Service Agreement until the next reassessment or the termination date, whichever comes first.
- (c) Rollover rights are the same as those of Long Term Firm Point-to-Point customers.
- (d) CFS customers are to be offered Short-term Firm ATC as it becomes available and before it is offered to the market generally.
- (e) CFS customers are to pay the LTF PTP rate.
- (f) CFS qualifies as a firm service which supports the designation of Network Resources imported from other regions.
- (g) CFS has the same redirect and resale rights as LTF PTP service.

As noted above, BCTC proposes to adopt the FERC CFS product outlined above with the exception of the curtailment provisions.

BCTC suggests that it can offer a higher quality service that combines its existing shaped service with the new FERC CFS by replacing the FERC-proposed curtailment condition options with monthly path-specific curtailment priorities. BCTC proposes to offer a CFS with unconditional periods where that product would have the same priority as other firm services and conditional periods where CFS

would be curtailed before other firm services. The Service Agreement would specify the unconditional and conditional periods and the level of capacity subject to curtailment.

In a conditional period, when curtailment is required, non-firm service would be curtailed prior to curtailment of CFS and Secondary Service, which would then be curtailed on a pro-rata basis prior to any curtailment of firm service. As noted above, in unconditional periods, the product has the same priority as other firm services. (Exhibit B1-1, pp. 50-52)

TCE supports the concept of CFS, but with the restriction that it not degrade or devalue any LTF PTP transmission service which has been legitimately sold. Therefore, TransCanada does not support selling any CFS on the BC>AB path unless it is conditional on Alberta's ability to accept the power. (TransCanada Argument, OATT Amendment, p. 2)

NorthPoint proposes that all capacity awarded beyond 480 MW on the BC>AB path should be CFS, and any over 785 MW as akin to non-firm. It suggests that the conditions attaching to any CFS on the BC>AB Path can be written so as to contemplate the possibility of such service becoming truly firm when conditions in Alberta change. This suggestion was made, however, in support of the TransCanada Complaint and the proposed reduction in firm transmission capacity available for sale to 480 MW. (NorthPoint Argument, p. 11)

BC Hydro/Powerex support the proposed CFS, subject to BCTC updating its Business Practices through customer consultation. BC Hydro views this as appropriate due to Conditional Firm Service being a new product. (BC Hydro/Powerex, Argument, p. 4) Also because it is a new product, BC Hydro/Powerex indicate that they may wish to re-visit the program if impacts turn out to be adverse.

BCTC submits that, as the curtailment priorities for the proposed CFS and the network economy service follow those in FERC Order 890 and its pro forma tariff, there should be no need to revisit this issue in the future.

Commission Determination

The Commission Panel notes that Table 3-2 of the Application shows BCTC expecting no firm ATC to be available for Conditional Firm Service on the BC>AB Path (or for US>AB services). (Exhibit B1-1, p. 57) This result answers TransCanada's concern and is accepted by the Commission Panel. **BCTC is therefore directed not to offer CFS on the BC>AB path unless it is offered in a conditional period where it would be curtailed prior to other firm services (conditional period-conditional firm), without further Commission approval. BCTC's proposed amendment to offer its form of Conditional Firm Service is otherwise approved.**

3.6 Other Non-Rate Terms and Conditions

3.6.1 Rollover Rights

BCTC proposes to increase the minimum firm transmission contract term eligible for rollover rights from the existing one year term to the five year term proposed in FERC Order 890 "to ensure that the rights and obligations of the customer are better aligned with the planning and construction obligations of the transmission provider." (Exhibit B1-1, p. 62) BCTC also proposes to increase the notice period required relating to rollover rights from 60 days to one year. This change is also consistent with FERC Order 890. BCTC has also defined transition rules to implement the proposed changes. (Exhibit B1-1, pp. 61-64)

BCTC submits that no significant issues have been raised in respect of the proposed rollover provisions and that they should be approved to maintain comparability with the pro forma tariff. (BCTC Argument, p. 23)

Commission Determination

The Commission Panel approves BCTC's proposal in respect of rollover rights.

3.6.2 Performance Metrics and Penalties

BCTC proposes to adopt the FERC Order 890 tariff amendments in respect of performance metrics and penalties, with three modifications. The modifications relate to: (1) the treatment of affiliates, (2) the study completion deadlines for BCTC's Network Integration Transmission Service ("NITS") customer, and (3) the distribution of penalties. (Exhibit B1-1, p. 64)

With respect to the treatment of "affiliates" versus "non-affiliates", BCTC accepts that under the FERC Order 890 definition of "affiliate", which it proposes to adopt, BC Hydro and Powerex are affiliates both of each other and of BCTC, as they have a common owner, i.e. the provincial government. (Exhibit B1-7, BCUC 1.48.2)

BCTC notes that the performance metrics and penalties in FERC Order 890 apply differently to the performance studies for affiliates as opposed to non-affiliates. BCTC states: "Order 890 requires that metrics should be tracked separately for affiliates and non-affiliates and penalties only be assessed against the transmission provider's performance vis-a-vis studies for non-affiliates." (Exhibit B1-1, p. 68) However, BCTC proposes to treat affiliate and non-affiliate requests on an equal basis given that it is in fact an independent transmission provider as opposed to the transmission arm of a vertically-integrated utility. BCTC therefore proposes not to incorporate the reference to "non-affiliates" into section 19.9 of its OATT, which relates to penalties for failure to meet study deadlines.

With respect to study completion deadlines for its Network Customer, BCTC notes that it has agreed to consider the impact of BC Hydro's "Contingency Resource Plans" as part of its study of NITS requests and that this represents an additional study requirement beyond those contemplated by FERC Order 890. BCTC therefore proposes to modify the tariff provisions to allow it to negotiate the study deadlines with its Network Customer, as necessary, on a case by case basis, and to post the negotiated deadlines, together with the justification for any deviation from the usual 60 day deadline, on its Open Access Same-Time Information System ("OASIS"). (Exhibit B1-1, pp. 68-69)

With respect to penalties due to late studies, BCTC proposes to allocate the penalty amounts on a quarterly basis as a credit to study costs. The penalties are proposed to be allocated to studies that were either: (a) completed late; or (2) in the study queue for over 60 days at the time the penalty was triggered. BCTC proposes not to recover penalty costs through rates. This latter proposal is consistent with FERC Order 890. (Exhibit B1-1, p. 69)

BCTC states that its proposal differs from FERC Order 890 in that BCTC proposes to allocate late study penalties only to those customers who have been affected by the late study instead of to all non-affiliated customers, as envisioned by FERC. BCTC's rationale for not adopting the FERC pro forma tariff provisions in this area appears to be that it makes no sense to compensate customers with no requests under study or in the queue.

BCTC argues that its proposal, although different from FERC Order 890, should be accepted because, in the BC context, it is consistent with, or superior to, the FERC pro forma tariff. BCTC submits that no issues were raised with respect to its proposed modifications, other than with respect to its proposed treatment of affiliates. As noted above, BCTC suggests that despite the fact that it is caught by the strict definition of "affiliate" in the pro forma tariff, it is, in fact, an independent transmission provider and a separate Crown corporation with its own Board of Directors which has operated independently of its sister companies since its inception. It therefore sees no reason to measure its performance in respect of affiliates and non-affiliates separately. BCTC submits that its proposal should be approved to maintain comparability with the FERC Order 890 pro forma tariff. (BCTC Argument, pp. 23-24)

Commission Determination

The Commission Panel accepts that BCTC does, in fact, operate as an independent transmission provider. However, the Commission Panel is of the view that, as BCTC technically has customers who are affiliates and others who are not, principles of comparability with FERC Order 890 and transparency dictate that BCTC adopt the FERC Order 890 amendments without the proposed

modifications in respect of affiliates. The Commission Panel considers that the issue of a transmission provider's treatment of its affiliates is critical to FERC and must not be ignored.

The Commission Panel therefore directs BCTC to track its performance metrics separately for affiliates and non-affiliates and to assess penalties for late studies only in respect of non-affiliates, to maintain comparability with FERC Order 890. The Commission Panel agrees with BCTC that it should only allocate late study penalties to those (non-affiliated) customers affected by the late study. The Commission Panel otherwise approves of the remainder of BCTC's proposal in respect of late study penalties. The Commission Panel also approves BCTC's modified proposal with respect to study deadlines for its Network Customer.

3.6.3 Reservation Priority

BCTC proposes to amend its tariff to accord with the FERC Order 890 pro forma tariff in the areas of pre-confirmed requests for transmission service, the use of price as a tie-breaker to determine reservation priority, the use of a "simultaneous submission window" during which all requests for transmission service would be deemed to be received contemporaneously, and the administration of the right of first refusal for short-term service requests. All the amendments except the "simultaneous submission window" are consistent with FERC Order 890 and otherwise non-controversial. (Exhibit B1-1, pp. 70-78)

3.6.3.1 Simultaneous Submission Window

BCTC proposes to replace the existing first-come, first-served method of allocating releases of transmission capacity with a window during which all transmission service requests would be considered to be simultaneous. FERC Order 890 permits transmission providers some discretion in terms of the use and implementation of such a window.

The Application specifically proposes a five minute simultaneous submission window, beginning immediately at the start of the no-earlier submission time for each of Monthly, Weekly, Daily and

Hourly (Pre-Schedule) short-term firm and non-firm PTP services. (Exhibit B1-1, p. 73) BCTC proposes to apply the simultaneous submission window to both firm and non-firm PTP transmission service "as a consistent approach to meet the principle of open and non-discriminatory access", although it acknowledges that FERC "Order 890 does not require the application of a simultaneous submission window for non-firm service" per Order 890-A, para. 802 FN 303. (Exhibit B1-1, p. 74) The eventual allocation would be via a randomised draw from the group of submissions within the same window. (Exhibit B1-1, pp. 74-75)

BCTC expects the simultaneous window to improve on the first-come, first-served policy by helping to ensure that transmission service is not awarded in an arbitrary fashion and that less sophisticated customers with fewer financial resources have equal access to transmission service. Under the current system, one customer may receive service over another due to the fact that one request is received by the transmission provider seconds ahead of another request because one customer's computer system is faster than another's. BCTC states that it "agrees with Order 890 that there is no meaningful difference between such requests and that transmission capacity should not be awarded on that basis." (Exhibit B1-1, p. 72)

BCTC summarizes the relevant requirements of FERC Order 890 at pages 72-73 of the Application.

BCTC notes:

"...(c) Transmission providers are given the discretion to determine which transmission services will be subject to the simultaneous submission window.

(d) Requests submitted within a specified window should not be publicly available until the window has closed in order to prevent competitors from requesting the same service simply to disrupt the transmission service procurement process.

(f) Transmission providers should propose a method for allocating transmission capacity if sufficient capacity is not available to meet all requests submitted within the specified time period."

(Exhibit B1-1, p. 73)

BC Hydro/Powerex oppose the simultaneous submission window for non-firm PTP transmission and urge the Commission not to approve the proposal as it relates to that product. (BC Hydro/Powerex Argument, p. 4) BC Hydro/Powerex take the position that “if the current first-come, first-served policy does result in a preference to those willing to make the investments necessary to capture more transmission capacity, then it is a mechanism that results in a more economically rational allocation of transmission capacity than the simultaneous submission window, and therefore is simply not unfair.” (BC Hydro/Powerex Argument, p. 5) BC Hydro/Powerex maintain that there should not be a penalty to those customers who have invested in the resources needed to ensure that they obtain the services they desire. BC Hydro/Powerex argue that the current system does not arbitrarily allocate capacity.

BCTC notes in reply that FERC Order 890 requires a transmission provider to implement a simultaneous submission window for firm service if it has a “no earlier than” reservation timeline. BCTC acknowledges that there is no equivalent requirement for non-firm service but notes that it has a “no earlier than” reservation timeline for non-firm service and argues that the reasoning of FERC Order 890 is equally applicable and that there is no rationale for distinguishing between the two products. (BCTC Reply, pp. 4-5)

FERC stated in Order 890: “...Transmission providers will have discretion to determine which transmission services will be subject to a submittal window policy. We believe the transmission provider is in the best position to determine whether it can accommodate a submittal window for a specific transmission service and the need for such a window.” (FERC Order 890, para. 1418) FERC further stated: “[i]n order to ensure that transmission service is not awarded in an arbitrary fashion and to ensure that transmission customers who are less sophisticated and have fewer financial resources have equal access to transmission service, we will require transmission provider [sic] who set a “no earlier than” time for request submittal to treat all transmission service requests received within a specified period of time as having been received simultaneously. We agree with those commenters that argue that a time window within which all requests would be deemed to have been submitted simultaneously is particularly appropriate in circumstances when a tariff or business practice calls for requests to be submitted no earlier than a specific deadline.” (FERC

Order 890, para. 1419). FERC also indicated that it would allow the transmission provider to propose the period of time for which the simultaneous submission window would be open, but noted that it expected the window to be open for "at least five minutes", absent a compelling rationale to justify a shorter period. (FERC Order 890, para. 1420)

Commission Determination

The Commission Panel approves BCTC's proposed amendments in respect of the five minute simultaneous submission window for both firm and non-firm PTP transmission service. The Commission Panel notes and agrees with FERC that the transmission provider, in this case BCTC, is in the best position to determine whether it can accommodate a submittal window for a specific transmission service and the need for such a window.

The Commission Panel is also of the view that the simultaneous submission window is consistent with the objective of making the transmission system more accessible. BC Hydro's argument appears to rely on what may be characterised as a "might-makes-right" view of transmission access, which is not consistent with the general direction of the pro forma tariff which is to liberalise access.

BCTC acknowledged that the change to a simultaneous submission window with pro rata allocation may increase the ability of customers with affiliates to engage in gaming by submitting requests for transmission service using different affiliate names. (Exhibit B1-1, p. 76) BCTC stated that, if it observed such conduct, it would address the matter in a business practice or tariff amendment, developed in consultation with customers, as a matter of course. (Exhibit B1-7, BCUC 1 .51.1)

As the simultaneous submission window is a new concept, the Commission Panel directs BCTC to track submissions using the window, and to provide an assessment as to the extent of gaming activity, if any, as part of its annual report to the Commission. The amendments concerning pre-confirmed requests, price as a tiebreaker and the administration of the right of first refusal for short-term service requests are also approved, as filed.

3.6.4 Extensions for Commencement of Service

BCTC proposes to amend its tariff to require customers requesting an extension of service to pay the requisite fee within 15 days of their request, and to make any extension subject to the availability of the service. These amendments track FERC Order 890 and are proposed to be adopted to maintain comparability. No parties have taken issue with the proposed amendments. (Exhibit B1-1, pp. 78-79; BCTC Argument, p. 26)

Commission Determination

The Commission Panel approves the amendments with respect to extensions for commencement of service, as filed.

3.6.5 Network Designation and Undesignation

The Application proposes that Sections 29.2 and 30.2 of the OATT be revised to accord with FERC Order 890 requirements relating to the qualification and documentation of Network Resources.

With respect to documentation, the new sections require Network Customers, when applying for Network service or designating a new Network Resource, to include an attestation that:

“(1) the Network Customer owns the resource, has committed to purchase the generation pursuant to an executed contract, or has committed to purchase generation where execution of a contract is contingent upon the availability of transmission service under Part III of the Tariff; and

(2) the Network Resources do not include any resources, or any portion thereof, that are committed for sale to non-designated third party load or otherwise cannot be called upon to meet the Network Customer’s Network Load on a non-interruptible basis;...”

In accordance with FERC 890, the Application proposes that a Network Customer include this attestation in the customer's comment section of the request when it confirms the request on BCTC's Open Access Same -Time Information System ("OASIS").

BC Hydro/Powerex do not oppose BCTC's proposed changes to the procedures for the designation of Network Resources under the OATT. However, they submit that BCTC should be solely responsible for ensuring compliance with FERC jurisprudence, as BCTC is already obliged to keep itself abreast of FERC decisions for its wholesale transmission service, which is meant to be comparable to the FERC pro forma tariff. BC Hydro/Powerex suggest that the Commission should direct BCTC to ensure that its business practices regarding Network Resource designations include a summary or codification of the attestation requirements established by FERC decisions in this area, as deemed appropriate for B.C. (BC Hydro/Powerex Argument, pp. 5-6)

BCTC confirms in reply that "it will be producing business practices in consultation with its customers which will make clear the attestation requirements required of its network customers" such that no direction from the Commission is necessary. (BCTC Reply, p. 5)

The Application proposes to defer the Network Resources un-designation elements of FERC 890 until FERC makes its decision on the allowable standards and business practices for the calculation of ATC . Such a deferral is consistent with that proposed for OATT Attachment C (ATC calculation methodology).

BC Hydro/Powerex support the proposed deferral regarding the un-designation of Network Resources provided that any new tariff provisions and related business practices are consistent with those of the Pacific Northwest utilities. They also wish to be consulted on the development of applicable business practices. (BC Hydro/Powerex Argument, p. 6)

BCTC confirms in reply that it intends to consult with its customers and stakeholders regarding the development of business practices concerning the un-designation of network resources. (BCTC Reply, p. 6)

Commission Determination

The Commission Panel approves the Network Designation section proposed in the Application. Approval is granted on two conditions: (1) that BCTC finalize a business practice in consultation with its customers which clarifies the attestation requirements pertaining to its network customers, and (2) that BCTC consult with its customers and other stakeholders regarding the development of business practices concerning the un-designation of network resources.

BCTC is to ensure that further FERC changes to the Network Designation requirements, described in FERC 890, paragraph 1432, are incorporated into the BCTC OATT. BCTC is also to ensure that suitable amendments to its Network Undesignation requirements are filed concurrently with the filing of an updated Attachment C for inclusion in its OATT.

3.6.6 Network Economy

BCTC proposes to adopt the FERC Order 890 amendments relating to secondary service, which is otherwise known as "Network Economy". The amendments clarify that Network Economy service does not require the filing of a service agreement for Network Integration Transmission Service. BCTC is also required to specify any terms and conditions related to the use of NITS or secondary service to facilitate a wholesale sale that does not serve a Network Load. BCTC proposes to meet this requirement by including a reference to the relevant terms and conditions in the body of the tariff. (Exhibit B1-1, pp. 86-87)

BCTC submits that the amendments are non-controversial and should be approved to maintain comparability with FERC Order 890. (BCTC Argument, p. 27)

Commission Determination

The Commission Panel approves the amendments relating to the Network Economy as filed.

3.6.7 Standardization of Business Practices

BCTC proposes to amend its OATT to maintain consistency with the FERC Order 890 requirements relating to the facilitation of a transparent process for the amendment of rules, practices and standards previously posted by a transmission provider. (Exhibit B1-1, p. 87)

BCTC submits that the amendments are non-controversial and should be approved to maintain comparability with FERC Order 890. (BCTC Argument, p. 28)

Commission Determination

The Commission Panel approves BCTC's proposed amendments relating to the standardization of Business Practices, as filed.

3.6.8 Creditworthiness

BCTC proposes to amend its OATT to accord with the creditworthiness requirements of FERC Order 890 by way of a new Attachment L. BCTC also proposes to include its Credit Policy, which is currently posted on its website, in Attachment L.

FERC Order 890 requires that a transmission provider include its creditworthiness and security requirements in a new Attachment L to its OATT, in part "to enable customers to understand the information required to demonstrate creditworthiness and to determine for themselves the general amount and type of security they may need to provide in order to receive service."

(Exhibit B1-1, p. 88; FERC Order 890, para. 1636)

BCTC submits that the proposed Attachment L should be approved to maintain comparability with FERC Order 890.

- (4) Amendment of the OATT to require consolidation of disputes relating to the same transfer capability;
- (5) Clarification of priorities in respect of different types of service;
- (6) Removal of language requiring service agreements to be filed with the BCUC;
- (7) Inclusion of a deadline for the resolution of deficient applications for transmission service;
- (8) Clarification of when BCTC must tender service agreements to customers;
- (9) Removal of any requirement for BC Hydro to provide security for facilities built in response to its request, given its unique status as owner of the transmission system assets;
- (10) Amendment to the Standard Generator Interconnection Procedures and Transmission Service and Interconnection Service Procedures for Competitive Electricity Acquisition Processes to simplify and clarify interconnection procedures;
- (11) Amendment of the OATT to allow BCTC to serve as an Intermediary Balancing Authority Area to facilitate the dynamic scheduling of energy as between the U.S. and Alberta;
- (12) Amendment of the OATT to include provisions relating to deficient security;
- (13) Clarification of the Maximum Reserved Capacity Charge for PTP transmission service and deletion of the penalty provision relating to unauthorized use of LTF PTP transmission service.

(Exhibit B1-1, pp. 94-102)

BCTC submits that the above-noted amendments be approved as “they will make the application of certain OATT provisions more efficient, more consistent and less ambiguous, and will not cause any detrimental impact on customers.” (BCTC Argument, p. 30)

Commission Determination

The housekeeping amendments are, for the most part, uncontroversial and appear to the Panel to provide appropriate clarification. **The Commission Panel notes and approves BCTC’s agreement to adopt the language agreed to by BC Hydro/Powerex for the housekeeping amendment relating**

to the consolidation of disputes relating to the allocation of transfer capability. (BCTC Reply, p. 6)
The Commission Panel approves all other housekeeping amendments, as filed.

5.0 SHORT-TERM POINT-TO-POINT RATE DESIGN

BCTC proposes to replace its existing, formula-based Short-Term Point-to-Point ("ST PTP") Rate Design due to its poor performance and the resultant decline in Short-Term Point-to-Point revenues with a simple Time-of-Use ("TOU") design. By way of background, BCTC committed to bring forward a replacement Short-Term Point-to-Point pricing method as part of its F2009/2010 Revenue Requirements Negotiated Settlement Agreement. The existing BCTC Short-Term Point-to-Point Rate Design forecasts time-specific rates using a formula, which has been proven to produce inaccurate results. (Exhibit B1-1, pp. 103-104)

BCTC takes the position that "[i]n order to charge more for transmission during high-value hours, BCTC has three choices. First, the most economically efficient choice would be to construct a competitive bid-based system. Unfortunately, the absence of a liquid market with many buyers and sellers makes this solution impractical. Second, it could attempt to develop a forecast of an efficient price that clears the transmission market. BCTC has experimented with this option extensively over the last decade and has found that its pricing index performs less effectively than the third option, which is a simple fixed TOU rate." (Exhibit B1-7, BCUC 1.63.1)

BCTC examined twelve potential alternatives, grouped into three categories: adding a price floor to the existing design for all services; discounting, subject to a \$1/MWh floor to hourly non-firm services only and replacing the formula with fixed-rate designs. The designs were evaluated on their impact on BCTC revenues and trade blocking. (Exhibit B1-1, pp. 109-110) Trade blocking occurs where the transmission cost (i.e., the applicable ST PTP price) is equal to or greater than the differential between the power acquisition cost at a source and the selling price at a destination. BCTC expresses the view that "[a] reasonable alternative design is one that can restore ST PTP

revenue as a reasonable contribution to fixed costs, without causing a significant decline in energy trading or the value of that trading.” (Exhibit B1-1, p. 108)

As noted above, BCTC proposes to replace the existing rate design with a simple Time-Of-Use design. Time-Of-Use pricing is often considered to be economically efficient as it captures the variation in congestion, hence system value, at different time periods. The applicable rates would be \$3/MWh during Heavy Load Hours and \$1/MWh during Light Load Hours. Heavy Load Hours are 06:00-22:00, Monday through Saturday, with the exception of NERC holidays; Light Load Hours are any other times. (Exhibit B1-1, p. 104)

BCTC covers its annual revenue requirements through revenues from both Point-to-Point and NITS. Powerex is a Point-to-Point customer. BC Hydro is BCTC’s sole NITS customer. As such, BC Hydro pays an annual charge that is the residual between total Point-to-Point revenues and BCTC’s actual total costs. BC Hydro Network Integrated costs are recovered from B.C. ratepayers.

BCTC contends that its proposed Short-Term Rate Design with fixed time of use pricing is simple to understand, easy to implement and “strikes an appropriate balance between trade blocking and revenue effect.” (BCTC Reply, p. 20)

BC Hydro/Powerex oppose BCTC’s Short-Term Point-to-Point Rate Design proposal. BC Hydro/Powerex argue that the proposal is misconceived and unsupported by any evidence that addresses the underlying reason for the proposal. They argue that a desirable Short-Term Point-to-Point Rate Design should maximise system utilisation while still ensuring sufficient revenues to at least cover all variable costs. (BC Hydro/Powerex Final Argument, p. 6)

BCTC argues in Reply that it is attempting to balance the objectives of providing use of the transmission system and cost recovery. It argues that “[t]he fact that the proposed design may marginally decrease utilization compared to the existing design is not a legitimate criticism when the existing design is acknowledged to be flawed for increasing the volumes of reservations without attracting sufficient revenues.” (BCTC Reply, p. 8)

Commission Determination

The Commission approves the Short Term Rate Design proposal, as filed. The Commission Panel considers the proposed design to be superior to the existing design, which is admittedly seriously flawed and has resulted in reduced revenues to BCTC. However, the Commission is of the view that BCTC may be able to arrive at a better Short-Term Point-to-Point Rate Design through further refinement and additional consultation. The Application presents tables and graphs showing the anticipated outcomes for each of the twelve alternative designs in terms of revenue and trade blocking impacts. (Exhibit B1-1, Tables 5-3, 5-4, and Figure 5-1) The Commission notes in particular, the two graphs in Figure 5-1. The graphs suggest that there is a continuum of possible price combinations for the Heavy- and Light-Load Hour charges, which affect both revenues and trade blocking. The Commission Panel encourages BCTC to continue to work with its stakeholders to further refine its Short Term Rate Design with a view to optimizing the value of any PTP revenues which are likely to benefit ratepayers as well as system utilization.

6.0 FIRM AVAILABLE TRANSFER CAPABILITY LIMIT ON THE BC-ALBERTA INTERTIE

BCTC proposes that the total Long Term Firm Point-to-Point Available Transfer Capability to be offered for sale on the BC>AB path be limited to 785 MW, due to the unique circumstances in Alberta. The Commission Panel has determined that the Long-Term firm ATC for services on the BC>AB Path shall be set at 480 MW for the reasons set out in its related Decision on the TransCanada Energy Complaint.

Schedule C of the OATT is to be amended to read:

“Notwithstanding any other provision in this tariff, the Transmission Provider shall limit sales of Firm Point-to Point Transmission Service on the BC>AB path to 480 MW.”

BCTC is directed to sell any remaining capacity released as the result of the reduction of firm ATC from 785 MW to 480 MW on a conditional period – conditional firm or non firm basis. The Order G-110-08 provision relating to the temporary suspension of the Facilities Study for the release of additional firm transmission capacity on the BC>AB path shall remain in effect.

7.0 OTHER MATTERS

7.1 Contingency Resource Plans & Release of Capacity Not Required by Network Integration Transmission Service – Existing OATT Attachment J - Proposed OATT Attachment P

BCTC proposes to re-number this attachment as Attachment P, but does not otherwise seek approval for any amendments. The Commission Panel is of the view that certain provisions in the existing OATT Attachment J (CRP & Release of Capacity Not Required by Network Integration Transmission Service) should also be improved by way of amendment in a future amendment application.

The Commission Panel notes that a strict interpretation of the language of (current) Attachment J may be viewed as confining BCTC to certain prescribed courses of action, which, in some cases, may yield unintended consequences. One such consequence is the perceived requirement to advance all capital projects driven by Network Customer Contingency Resource Plans (“CRPs”), regardless of the status of the CRP. The Commission Panel is of the view that additional visibility would be helpful for potential capital projects driven by CRPs.

The Commission Panel therefore suggests that Section 2.2 of existing OATT Attachment J, which states:

- "2. The Transmission Provider will model reasonable forecast loads, current Network Resources and Contingency Resource Plans, and Firm Point-to-Point Transmission Service commitments, including rollover rights, where not previously limited covering the planning horizon (10 years) to determine whether there is sufficient ATC in the planning horizon to accommodate these existing and forecast commitments."

could be amended to read:

- "2. The Transmission Provider will model reasonable forecast loads, current Network Resources and previously-approved Contingency Resource Plans, and Firm Point-to-Point Transmission Service commitments, including rollover rights, where not previously limited covering the planning horizon (10 years) to determine whether there is sufficient ATC in the planning horizon to accommodate these existing and forecast commitments. **Separate studies will be performed for each Contingency Resource Plan, with the results individually reported.**"

The Commission Panel further suggests that Section 2.3 of existing OATT Attachment J which states:

- "3. If the Transmission System is over-committed, the Transmission Provider will determine whether additional Network Upgrades are required and whether a revision of the current construction schedule for currently planned Network Upgrades is needed."

could be amended to read:

- "3. If the Transmission System is over-committed, the Transmission Provider will determine whether additional Network Upgrades are required and whether a revision of the current construction schedule for currently planned Network Upgrades is needed. **Such revisions will be identified separately in the case of each Contingency Resource Plan.**"

Finally, the Commission Panel suggests that Section 2.4 of existing OATT Attachment J which states:

- "4. The Transmission Provider will determine the costs of any additional required Network Upgrades and provide the Network Customer with the revised estimated costs and construction schedule of the additional Network Upgrades and currently planned Network Upgrades."

could be amended to read:

- “4. The Transmission Provider will determine the costs of any additional required Network Upgrades and provide the Network Customer with the revised estimated costs and construction schedule of the additional Network Upgrades and currently planned Network Upgrades. **The Transmission Provider shall not advance or include within its capital plans any revisions for any Network Upgrade associated with Contingency Resource Plans unless and until the Network Customer provides the Transmission Provider with evidence of specific Commission approval for the advancement or inclusion of the specific Network Upgrade.**”

The Commission Panel notes that the existing OATT Attachment J was designed to meet the following specific objectives:

- “to clarify BCTC’s duty to plan and build the transmission system to meet the Network Customers’ reasonable forecast network loads and forecast network resources (FNR’s);
- to clarify the circumstances under which it is appropriate to limit the roll-over rights of PTP service customers;
- to ensure that PTP customers do not have roll-over rights inordinately withheld and to clarify how those rights are to be accommodated;
- to clarify the queue reservation priority that attaches to load forecasts and FNR’s;
- to stipulate the conditions for release of unused capacity reserved for the Network Customer; and
- to address what studies are required for the planning process and how the costs of network upgrades will be recovered” (2005 OATT Decision, p. 18).

The Commission Panel is of the view that none of the suggested changes affect the stated objectives. However, the Commission Panel also considers that the suggested changes might serve to strike a better balance as between the Network Customer and other firm service customers going forward.

British Columbia Transmission Corporation
An Application to Amend the BCTC Open Access Transmission Tariff
and
A Complaint by TransCanada Energy Ltd.
Re Service Agreement between TCE and BCTC
for Long Term Firm Point-to-Point Transmission Service

Procedural Background and Context

The British Columbia Transmission Corporation ("BCTC") is charged with operating, managing, planning, and maintaining the transmission system in British Columbia which is owned by British Columbia Hydro and Power Authority ("BC Hydro").

BCTC offers wholesale transmission service to its customers, including BC Hydro and its sister company, Powerex Corporation, by means of a standard form Open Access Transmission Tariff ("OATT"), which is modelled after the Federal Energy Regulatory Commission's pro forma tariff in the U.S.

On February 16, 2007 the Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") issued Order 890 amending the pro forma tariff.

In late 2007, BCTC made the decision to increase the amount of long term firm capacity it had available for sale on the British Columbia to Alberta transmission path ("BC>AB path") by 305 MW. This decision was fully implemented by January, 2008. The increase in transmission capacity sold to new customers resulted in other existing customers having their service curtailed, due to constraints originating in Alberta.

One of these customers was TransCanada Energy Ltd ("TCE" or "TransCanada"). TransCanada objected to the sale of the increased capacity.

On June 3, 2008, BCTC applied to the British Columbia Utilities Commission ("BCUC" or "Commission") for an Order allowing it to suspend the release of any further capacity on the BC>AB path and to suspend a Facilities Study relating to requests for additional capacity on the path, pending further discussion with its existing and potential customers on whether BCTC should further increase the transmission capacity for sale on the path. BCTC proposed to address this issue in the context of its next tariff update application, in the fall of 2008.

BCUC issued Order G-110-08 dated July 3, 2008 approving the temporary suspension of the sale of additional capacity on the BC>AB path as well as the Facilities Study related to that capacity. BCUC also directed BCTC to submit a report on stakeholder submissions concerning the sale of additional capacity on the BC>AB path and a new product, Conditional Firm Service, including BCTC's commentary in response, from its OATT consultation session which was scheduled for July 14, 2008, by August 8, 2008.

On August 8, 2008, BCTC submitted its Report on Firm Sales to Alberta and Conditional Firm Service.

TransCanada filed a formal Complaint ("Complaint") with the BCUC on October 9, 2008 requesting the Commission to prioritize its firm transmission capacity on the BC>AB path, retroactive to December 01, 2007, pending upgrades to the system in Alberta to accommodate all users.

By letter dated October 31, 2008 BCTC advised that it intended to file its next OATT update application by November 21, 2008 and submitted that, as that application would address issues on the BC>AB path, the application should be considered its response to the TCE Complaint and that the two matters should be heard at the same time. BCTC also requested a joint procedural conference, following the filing of its application.

By letter dated November 06, 2008 TransCanada argued that its Complaint should be heard separately as the Complaint sought retroactive relief which, in its view, would not be fully addressed as part of BCTC's forward-looking tariff update application.

By letter L-53-08 dated November 13, 2008, the Commission advised that it would defer its decision on the appropriate process to be used for determining the TransCanada Complaint until it had received BCTC's tariff update application.

BCTC filed its tariff update application, the OATT Amendment Application ("the Application"), on November 21, 2008. BCTC advised that Part 6 of the Application addressed issues relating to the sale of firm transmission capacity on the BC>AB path and represented its response to the Complaint.

As part of the Application, BCTC also sought a further interim Order allowing it to indicate on any new Service Agreements arising from the rollover/expiry of certain BC Hydro Service Agreements on the BC>AB path on December 31, 2008 that:

"This Service Agreement is subject to a further order of the British Columbia Utilities Commission in the matter of the 'British Columbia Transmission Corporation Application to Amend the Open Access Transmission Tariff' filed on 21 November 2008."

by December 11, 2008, to allow it sufficient time to process the Service Agreement prior to January 01, 2009. BCTC's stated rationale was:

"[t]he interim order sought will permit BCTC to proceed in the ordinary course with processing the 50 MW and 120 MW rollover requests, allow the Commission to consider the above issues in the context of the Application and require BCTC to highlight on the rolled-over Service Agreements and any new Service Agreements on the BC>AB Path that the Commission may make further orders with respect to the Service Agreements as part of its final disposition of this Application. BCTC...believes that the order requested will assist in making the potential for that outcome as transparent as possible."

By Order G-175-08 dated November 27, 2008, the Commission approved BCTC's request to include the condition relating to a possible further order of the Commission following its consideration of the Application on new Service Agreements for the BC>AB path commencing January, 01, 2009.

By letter dated November 28, 2008, TransCanada re-iterated its position that its Complaint should be heard separately, and objected to the proposed sale of any capacity arising from the expiration of a BC Hydro Service Agreement with no rollover rights on December 31, 2008. TransCanada argued that such sale would perpetuate the very situation on the BC>AB path about which it complained. TransCanada asked that the Commission deny BCTC's request for the interim order relating to the sale of the BC Hydro capacity and that any further sales or rollovers of Service Agreements initially executed after December 01, 2007 be suspended pending a resolution of the issues raised in its Complaint.

On December 17, 2008, by Order G-195-08, the Commission established a preliminary Regulatory Timetable, which included a Procedural Conference scheduled for January 8, 2009 to consider issues including: the identification of issues arising from or related to the OATT Amendment Application, the appropriate process for the Commission's review of the TransCanada Complaint, the timetable for Information Requests and Responses and Intervenor evidence and any additional process steps and associated dates.

The Procedural Conference took place, as scheduled, on Thursday, January 8, 2009. Following its consideration of the submissions of the participants, the Commission Panel, by Order G-3-09 dated January 15, 2009, directed that: the BCTC OATT Amendment Application, other than any portions of Part 6 dealing with the TransCanada Complaint, would be dealt with by way of a Written Hearing Process wherein BCTC would be the "applicant", with the corresponding right of reply; the TransCanada Complaint and relevant portions of Part 6 of the OATT Amendment Application would be dealt with by way of an Oral Hearing Process, wherein TransCanada would be the "applicant", with the corresponding right of reply; and the two matters would share a common evidentiary record. The Commission Panel also set a Regulatory Timetable for the two matters going forward. The Oral Hearing was scheduled to commence on April 29, 2009.

On April 6, 2009, by Commission Letter L-24-09 the Commission solicited comments from the parties on the potential attendance of the Alberta Electric System Operator ("AESO") at the Oral Hearing to act as amicus to provide limited evidence on matters surrounding documents in the evidentiary record with which it had the most familiarity as well as planning and operations coordination as between AESO and BCTC.

TransCanada welcomed the participation of AESO and suggested that its witness panel appear first to set the context for the oral hearing of the Complaint.

TransAlta Corporation, a Registered Intervenor in the BCTC OATT Amendment Application, objected to the attendance of AESO on the basis that its attendance was unnecessary as irrelevant to the issues and also unusual. TransAlta expressed concern that the lateness of the proposal to invite AESO to attend the Oral Hearing combined with the fact that AESO was not expected to file evidence in advance would make the process unfair.

BCTC also expressed concern and asked that, if AESO were to testify, its written evidence be provided to the parties as soon as possible and that considerable latitude be granted on cross examination of its witness panel.

BC Hydro/Powerex and NorthPoint Energy Solutions Inc. did not object to the attendance of AESO to testify on the matters as outlined in Commission Letter L-24-09.

By letter dated April 23, 2009 (Exhibit A-24), the Commission Panel confirmed the attendance of AESO in the role of amicus at the Oral Hearing for the purpose of providing context for both the TCE Complaint and OATT Amendment Application. The Commission Panel expressed the view that AESO was particularly well-suited to provide this evidence given its neutral status and first hand knowledge of the issues. In order to attempt to address the concerns expressed by TransAlta and BCTC and to assist the parties in their preparation for any cross-examination of AESO's witness panel, the Commission prepared Information Requests to AESO which were provided to the parties.

AESO provided responses to the Commission Panel's Information Requests under cover of a letter dated April 24, 2009.

The Oral Hearing proceeded for two days commencing April 29th, 2009. TransCanada's witness panel appeared first, followed by the AESO panel. Witness panels from NorthPoint, TransAlta and BCTC appeared, in that order, on the second day of the Oral Hearing. Subject to the filing of responses to outstanding undertakings, the evidentiary portion of the proceedings was declared closed at 4:59 p.m. on Thursday, April 30, 2009.

Written arguments were filed in general accordance with the Regulatory Timetable, concluding with BCTC's reply submission on its OATT Amendment Application on June 25, 2009.

LIST OF APPEARANCES

G. FULTON, Q.C.	Commission Counsel
P. FELDBERG C. BYSTROM	British Columbia Transmission Corporation
I. WEBB	British Columbia Hydro and Power Corporation and Powerex Corporation
D. WOOD C. BEST F. KARABETSOS	TransCanada Energy Limited
W. MILMAN	NorthPoint Energy Solutions Inc.
J. LANDRY	TransAlta Energy Marketing Corporation
J. QUAIL	B.C. Branch, B.C. Old Age Pensioners' Organization, Council Of Senior Citizens' Organizations, Federated Anti-Poverty Groups of B.C., West End Seniors' Network (collectively "BCOAPO")
R.B. WALLACE	Joint Industry Electricity Steering Committee (JIESC)

T. ROBERTS J. FRASER	Commission Staff
E. SWITLISHOFF G. ISHERWOOD	Contract Staff
ALLWEST REPORTING LTD.	Court Reporters

IN THE MATTER OF
the Utilities Commission Act, R.S.B.C. 1996, Chapter 473

and

British Columbia Transmission Corporation
An Application to Amend the BCTC Open Access Transmission Tariff

and

A Complaint by TransCanada Energy Ltd.
Regarding the Service Agreement between TCE and BCTC
for Long Term Firm Point-to-Point Transmission Service

EXHIBIT LIST

Exhibit No.

Description

COMMISSION DOCUMENTS

- | | |
|-------|--|
| A-1 | Letter dated December 5, 2008 appointing the Commission Panel for the review of the BCTC Application to Amend the Open Access Transmission Tariff |
| A-2 | Letter dated December 16, 2008 with Commission Order G-195-08 establishing a Procedural Conference and Regulatory Timetable |
| A-2-1 | Submitted at Hearing dated April 29, 2009 Staff Witness Aid Spreadsheet |
| A-2-2 | Submitted at Hearing dated April 30, 2009 System Operating Limit Policy 1.0 |
| A-3 | Letter dated December 16, 2008 to TransCanada Energy Ltd. with Commission Order G-195-08 establishing a Procedural Conference and Regulatory Timetable |
| A-4 | Letter dated January 15, 2009 issuing Commission Order G-3-09 establishing a Regulatory Timetable |
| A-5 | Commission letter dated October 17, 2008 to BCTC requesting Comments on the TransCanada Energy Ltd. October 9, 2008 Complaint |
| A-6 | Commission Letter L-53-08 dated November 13, 2008 to TCE summarizing possible process and participants |



Exhibit No.	Description
A-7	Commission Letter dated December 1, 2008 to BCTC and TCE issuing Order G-175-08 regarding processing of rollover requests on BCH Service Agreements dated November 27, 2008
A-8	Letter dated January 22, 2009 issuing the Reasons for Decision as Appendix B to Order G-3-09
A-9	Letter Dated February 6, 2009 and Commission Information Request No. 1
A-10	Letter Dated February 9, 2009, Approval of Application by BCOAPO to add co-counsel, Leigh Worth
A-11	Letter dated February 11, 2009 and Commission Information Request No. 1 to TransCanada Energy
A-12	Letter dated March 2, 2009 requesting comments from the Applicant and Intervenor regarding TransCanada Energy's request to amend the hearing date in the Regulatory Timetable
A-13	Letter dated March 16, 2009 and Order G-26-09 amending the Regulatory Timetable for the Oral Hearing
A-14	Letter dated March 24, 2009 requesting BCTC to file the (U.S.) Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") Order 890-C
A-15	Letter dated March 27, 2009 and Commission Information Request on Intervenor Evidence No. 1 to TransAlta
A-16	Letter dated March 27, 2009 and Commission Information Request on Intervenor Evidence No. 1 to NorthPoint
A-17	Letter dated March 27, 2009 and Commission Information Request on Intervenor Evidence No. 1 to TransCanada Energy
A-18	Letter No. L-22-09 dated March 30, 2009 request submissions regarding Pre-Hearing Conference
A-19	Letter dated April 06, 2009 Further to Order G-195-08 Regulatory Timetable - IR No. 2
A-20	Letter L-24-09 dated April 6, 2009 re: Alberta Electric System Operator ("AESO") participation
A-21	Letter dated April 6, 2009 issuing Information Request No. 2 to NorthPoint

Exhibit No.	Description
A-22	Letter dated April 8, 2009 cancelling 2nd Procedural Conference and requesting submissions from BCTC, TCE, and Registered Intervenors re process details
A-23	Letter dated April 23, 2009 and Commission Panel Information Request to the Alberta Electric System Operator
A-24	Letter dated April 23, 2009 providing Reasons on the attendance and timing of the Alberta Electric System Operator at the Oral Hearing, order of all witness panels and written argument
A-25	Letter dated April 23, 2009 providing Participants with Procedural Information for the Oral Public Hearing

BRITISH COLUMBIA TRANSMISSION CORPORATION DOCUMENTS

B1-1	Letter dated November 21, 2008 filing Application to Amend the Open Access Transmission Tariff
B1-2	Letter dated December 15, 2008 issuing Errata to the Application to Amend the Open Access Transmission Tariff
B1-3	Letter dated November 25, 2008 filing Corrections to Application
B1-4	BCTC Response dated October 31, 2008 to Commission letter dated October 17, 2008 (Exhibit A-4) requesting comments on TCE Complaint (Exhibit B2-1)
B1-5	Email dated January 9, 2009 confirming filing by BCTC of FERC Orders 890 (Exhibit B1-5-1), 890-A (Exhibit B1-5-2) and 890-B (Exhibit B1-5-3)
B1-5-1	BCTC filed on January 8, 2009 FERC Order 890
B1-5-2	BCTC filed on January 8, 2009 FERC Order 890-A
B1-5-3	BCTC filed on January 8, 2009 FERC Order 890-B
B1-6	Letter dated February 19, 2009 BCTC IR No 1 to TCE
B1-7	Letter dated February 27, 2009 BCTC responses to BCUC IR-1, BC Hydro IR-1, BCOAPO IR-1, TransAlta IR-1, and TransCanada Energy IR-1, with the exception of TransCanada Energy IR 1.6.3. TransCanada Energy IR 1.6.3
B1-7-1	Letter dated March 19, 2009 BCTC Errata filing to Exhibit B1-7

Exhibit No.	Description
B1-8	Letter dated March 05, 2009 via Email BCTC response to IR No. 1
B1-9	Letter dated March 05, 2009 BCTC Response to L-15-09
B1-10	Letter dated March 05, 2009 BCTC Updated Schedule 09
B1-11	Letter dated March 13, 2009 BCTC Supplemental Evidence TCE-Complaint
B1-12	Letter dated March 23, 2009 BCTC enclosed for filing FERC Order 890-C
B1-13	Letter dated April 03, 2009 BCTC response to L-22-09, whether a second procedural conference is required.
B1-14	Letter dated April 06, 2009 BCTC's Information Request No. 1 to Trans Alta Energy
B1-15	Letter dated April 06, 2009 BCTC's Information Request No. 1 to NorthPoint
B1-16	Letter dated April 14, 2009 BCTC writes in response to BCUC Letter L-24-09 and Letter L-26-09, issued April 8, 2009
B1-17	Letter dated April 15, 2009 BCTC writes in response to BCUC IR No. 2, NorthPoint IR No.2 and TransCanada Energy IR No. 2
B1-17-1	Letter dated April 27, 2009 BCTC filing Errata to Exhibit B1-17, April15, 2009 responses to IR-2
B1-18	Letter dated April 22, 2009 BCTC Rebuttal Evidence in the OATT Hearing component
B1-19	Letter dated April 27, 2009 BCTC filing of direct evidence of the BCTC panel
B1-20	Submitted at Hearing dated April 29, 2009 Table on TCE Transmission capacity 2007 2008 2009 (Jan)
B1-21	Submitted at Hearing dated April 29, 2009 FERC PDF (Unofficial) 12/19/2008
B1-22	Submitted at Hearing dated April 29, 2009 Bulletin Index 2004 Amended Business Practices
B1-23	Submitted at Hearing dated April 29, 2009 Methodology for Assessing Available Transmission Capability
B1-24	Submitted at Hearing April 30, 2009 Table Data
B1-25	Submitted at Hearing April 30, 2009 BCTC Opening Statement

Exhibit No.	Description
B1-26	Letter dated May 08, 2009 BCTC responses to undertakings received during the Oral Public Hearing in the TCE Complaint Hearing
B1-27	Letter dated May 13, 2009 BCTC response to Mr. Wood's letter

TRANSCANADA ENERGY LTD. DOCUMENTS

B2-1	TRANSCANADA ENERGY LTD. (TCE) - TCE Complaint dated October 9, 2008
B2-2	TCE November 6, 2008 Response to BCTC October 31, 2008 response to Commission request for Comments dated October 17, 2008
B2-3	TCE letter dated November 28, 2008 commenting on BCTC's filing of its OATT Amendment Application (includes response to TCE Complaint) and requests BCTC's application for interim order be denied
B2-4	TCE Letter dated February 19, 2009 Request to Amend Proceeding Schedule
B2-5	Letter dated February 13, 2009 TCE IR No.1
B2-6	Letter dated March 05, 2009 TCE Responses to BCUC IR No.1
B2-7	Letter dated March 05, 2009 TCE Responses to BCTC IR No.1
B2-8	Letter dated March 05, 2009 TCE Responses to TransAlta IR No.1
B2-9	Letter dated March 06, 2009 TCE Responses to BCUC IR No.1
B2-10	Letter dated March 06, 2009 TCE Responses to BCTC IR No.1
B2-11	Letter dated March 13, 2009 Direct Testimony Craig-Roach
B2-12	Letter dated March 27, 2009 TCE's Information Requests on Intervenor Evidence directed to TransAlta Energy Marketing Corp.
B2-13	Letter dated April 3, 2009 issuing TCE's comments regarding second procedural conference.
B2-14	Letter dated April 06, 2009 TCE's IR's to BCTC on its evidence in Part 6 and its Supplementary Evidence submitted on March 13, 2009
B2-15	Letter dated April 09, 2009 TCE response to BCUC L-24-09 Exhibit A-20
B2-16	Letter dated April 15, 2009 TCE response to BCUC IR No. 1 Exhibit A-27

Exhibit No.	Description
B2-17	Letter dated April 22, 2009 testimony of Dr. Craig R. Roach submitted as rebuttal evidence on behalf of TCE for its Complaint
B2-18	Letter dated April 27, 2009 via email TCE opening statement on witness evidence
B2-19	Letter dated May 12, 2009 via email Oral hearing excerpt of witness undertaking
B2-20	Letter dated May 15, 2009 TCE's Undertakings U-1, U-2, U-3 and U-4

INTERVENOR DOCUMENTS

C1-1	BRITISH COLUMBIA HYDRO AND POWER AUTHORITY – Filing dated December 18, 2008 request for Registered Intervenor Status
C1-2	Web filing dated January 28, 2009 by Mr. Jeff Christian, Lawson Lundell LLP as counsel for BC Hydro
C1-3	Letter dated February 18, 2009 BC Hydro response to IR No.1 to BCTC
C1-4	Letter dated March 05, 2009 BC Hydro response to L-15-09
C1-5	Letter dated April 02, 2009 BC Hydro Response to BCUC letter L-22-09 (Exhibit A-18) re: Second Procedural Conference
C1-6	Letter dated April 14, 2009 BC Hydro Response to BCUC letter L-24-09 and L-26-09 re: procedural matters
C1-7	Letter dated May 29, 2009 submissions of BC Hydro and Powerex Corp re TCE complaint
C2-1	TRANSCANADA ENERGY LTD. (TCE) – Filing dated December 19, 2008 request for Registered Intervenor Status
C3-1	NORTHPOINT ENERGY SOLUTIONS INC. – Filing dated December 22, 2008 request for Registered Intervenor Status
C3-2	SaskPower/NorthPoint Energy Solutions letter dated October 24, 2008 requesting intervenor status and commenting on the TCE Complaint
C3-3	Letter dated March 13, 2009 received via email - NorthPoint statement of evidence
C3-4	Letter dated March 31, 2009 Re: second procedural conference, this is to advise that NorthPoint knows of no reason for such a conference.

Exhibit No.	Description
C3-5	Letter dated April 02, 2009 NorthPoint filing IR No. 1 to BCTC as Respondent in the TCE Complaint proceeding
C3-6	Letter dated April 14, 2009 received via email – NorthPoint response to BCUC letter L-24-09 and L-26-09
C3-7	Letter dated April 15, 2009 received via email - NorthPoint response to BCTC IR No 1
C3-8	Letter dated April 15, 2009 received via email - NorthPoint response to BCUC IR No 1
C3-9	Letter dated April 15, 2009 received via email - NorthPoint response to BCUC IR No 2
C3-10	Submitted at Hearing April 30, 2009 Direct evidence of NorthPoint Energy Solutions Panel
C4-1	CARGILL LIMITED – Letter dated December 30, 2008 request for non-active Intervenor Status from Philip Pauls
C4-2	Cargill Limited letter dated November 4, 2008 requesting notification of further process on the TCE Complaint
C5-1	BCOAPO ET AL – Letter dated January 6, 2009 request for Intervenor Status from Mr. Jim Quail, BC Public Interest Advocacy Centre (BCPIAC)
C5-2	Letter dated January 26, 2009 request addition of co-counsel, Ms. Leigha Worth, BC Public Interest Advocacy Centre
C6-1	POWEREX CORP (POWEREX) – Letter dated January 6, 2009 request for Intervenor Status
C7-1	TRANSALTA CORPORATION (TRANSALTA) – Letter dated January 6, 2009 request for Registered Intervenor status
C7-2	TransAlta Letter dated February 13, 2009 filing Information Request No. 1 to BCTC Re: OATT
C7-3	Letter dated February 19, 2009 Information Requests from TransAlta to TCE

Exhibit No.	Description
C7-4	Letter dated March 13, 2009 TransAlta Corporation Evidence
C7-5	Letter dated April 6, 2009 TransAlta's response to second procedural conference
C7-6	Letter dated April 14, 2009 TransAlta's Response on whether the AESO should attend the oral hearing to provide evidence
C7-7	Letter dated April 15, 2009 TransAlta's Response to BCTC IR No. 1
C7-8	Letter dated April 15, 2009 TransAlta Letter to TCE re responses to IR No. 1
C7-9	Letter dated April 15, 2009 TransAlta Letter to BCUC re responses to IR No. 1
C7-10	Letter dated April 24, 2009 filing the Curriculum Vitae of Mr. Darren Gogol
C8-1	JOINT INDUSTRY ELECTRICITY STEERING COMMITTEE (JIESC) – Letter dated January 8, 2009 request for Registered Intervenor status
C9-1	ALBERTA ELECTRIC SYSTEM OPERATOR (AESO) – Letter dated April 17, 2009 response to Letter No. L-26-09
C9-2	Letter dated April 24, 2009 filing responses to Commission Information Request (Exhibit A-23)
C9-3	Letter dated April 27, 2009 via email filing AESO witness panel

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^e F. Jean Morel et M^e 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-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'efficacité 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 QUEBEC 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-divulgateion 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 répliquer.

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.