

Me Hélène Sicard L. LL

Avocate
Barrister and Solicitor

1255 carr e Phillips, bureau 808
Montréal (Québec) H3B 3G1
Tél : 514 281-1720
Fax : 514 281-0678
helenesicard@videotron.ca

Montréal, le 4 juillet 2011

Régie de l'énergie
800 Place Victoria
2  étage, bureau 255
Montréal (Québec)
H4Z 1A2

  l'attention de Me Véronique Dubois

Objet : Dossier R-3669-2008, Phase 2
Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport
d'Hydro-Québec à compter du 1 r janvier 2009

Dépôt de l'argumentation de Union des consommateurs et annexe

Chère consoeur,

Vous trouverez ci-joint l'argumentation et son annexe que l'Union des consommateurs déposent dans le dossier en rubrique

Espérant le tout conforme, veuillez agréer chère consoeur, mes salutations distingu es.



Me Hélène Sicard

p.j.
c.c. Me Éric Dunberry (HQT)
Jean François Blain
P. Raphals
Me A. Gariepy (RNCREQ)

CANADA

REGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER : R-3669-2008 Phase 2

HYDRO-QUEBEC, dans ses activités
de transport (Le Transporteur)

Et
Union des Consommateurs (UC)

Et al....

Intervenants

ARGUMENTATION DE L'UNION DES CONSOMMATEURS

1. Contexte

Ce dossier s'inscrit dans la foulée du dossier R-3669-2008, dossier tarifaire du Transporteur pour l'année 2009. Au cours de la Phase 1 de ce dossier, le Transporteur demandait la modification de plusieurs de ses conditions de services. Le seul motif alors allégué au soutien de ses demandes de modifications était : de rendre ses conditions de services conformes aux nouvelles ordonnances de la FERC.

Suite aux représentations et demandes de divers intervenants, la Régie reporte à une deuxième phase l'étude de ces demandes dans les termes suivants :

«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.

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.»¹

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 et donne les instructions suivantes dans le cadre de la décision procédurale D-2009-08 :

«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* (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* (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-2008-116, 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.»²

La Régie précise, le 22 septembre 2008 que la preuve du Transporteur devra traiter du contexte québécois dans les termes suivants :

«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.»³

Suite à ces décisions, le Transporteur déposera sa preuve qu'il complètera suite au dépôt par les intervenants de leurs preuves. Ce complément de preuve du Transporteur portera essentiellement sur l'ajout ou non d'une annexe K au *Tarifs et conditions*.

¹ D-2008-116, pages 6 et 7;

² D-2009-08, page 2;

³ D-2009-08, page 3;

UC constate que le Transporteur n'a jamais dévoilé clairement, encore moins mis en preuve, au cours des trois ans de cette audience, les véritables objectifs et motifs qui justifient ses demandes de modifications, ni l'importance qu'il accorde à l'«harmonisation» de ses *Tarifs et conditions* aux nouvelles ordonnances de la FERC.

Toutefois, , en réponse à une question du Président du banc lors de sa plaidoirie, HQT nous expose un peu plus clairement le lien entre sa stratégie réglementaire et les exigences de la FERC.

Q...Si j'ai bien compris ce que vous avez exposé en vertu de l'article 6 du tarif pro forma TransÉnergie qui a des affiliés qui font affaires aux États-Unis, entre guillemets, fait sien un peu l'obligation qu'a l'affilié de pouvoir démontrer qu'il satisfait aux exigences de réciprocité. Dans le deuxième cas pour ce qui est de l'article 211A du « Federal Power Act », ça ne s'appliquerait pas en vertu de la disposition comme tel à un « foreign public utilities », mais que pour le « market base rate authorization », encore là comme pour l'article 6 du pro forma, ici vous faites vôtre l'obligation qu'a votre affilié envers ses activités aux États-Unis ou pour ses activités de commerce aux États-Unis. Ça la façon dont je le résume est correcte?

R. Oui, en fait, Monsieur le Président, vous avez raison de conclure que selon le Transporteur la proposition de modification qui vous est faite qui n'inclut pas un Appendice K, selon le Transporteur respecte ces conditions-là de réciprocité qui sont prévues, qui sont des démonstrations que son affilié aurait à faire.

Donc selon nous ça rencontre ces critères-là mis de l'avant par la FERC et que ce soit réglementaire ou contractuel. Ceci dit, nous ne sommes pas représentant de HQ-US et nous ne sommes pas devant la FERC aujourd'hui pour débattre spécifiquement de cette question-là, mais les concepts de réciprocité tel que nous les comprenons, le Transporteur en est conscient et est soucieux de présenter à la Régie une proposition de modifications qui selon lui respecte ces conditions-là.⁴ (nos soulignés)

Il appert donc à UC que le Transporteur reconnaît finalement que ses affiliés auront à faire la démonstration que les «nouveaux» *Tarifs et conditions* du Transporteur satisfont aux exigences de réciprocité et qu'ils sont comparables ou supérieurs à ceux de la FERC. Il n'a toutefois offert aucune preuve à cet effet.

Il n'est donc plus étonnant que le Transporteur ait souligné qu'il désirait harmoniser ses *Tarifs et conditions* aux nouvelles règles et ordonnances de la FERC et non les moderniser.⁵

2. Préambule

L'Union des consommateurs est un organisme qui intervient régulièrement dans les dossiers devant la Régie de l'énergie. UC a pour mission de représenter les intérêts et défendre les droits des consommateurs résidentiels, notamment ceux à faible et

⁴ N.S. Vol.30, 29 juin 2011, pages 189 et 190;

⁵ N.S. Vol. 1, 18 octobre 2010, page 57 lignes 17 à 19 :

modeste revenu, en leur donnant une voix publique représentative articulée et forte tout en poursuivant son mandat de recherche, d'information et d'éducation.

La Régie a reconnu UC comme intervenante dans le présent dossier et a reconnu son intérêt manifeste puisque les conclusions de la Régie concernant les *Tarifs et conditions* des services de transport pourraient avoir un impact notable sur Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) et ultimement sur les tarifs des consommateurs et l'intérêt des citoyens.

Dans sa demande d'intervention, à son article 6, UC soulignait les sujets dont elle entendait traiter notamment les modifications demandées relativement à la désignation des ressources en réseau.

Les sujets traités dans le présent dossier étant hautement techniques et spécialisés, UC a retenu conjointement avec le RNCREQ les services de l'expert Philip Raphals et lui a confié le mandat de fournir ses opinions et recommandations sur divers sujets.

UC et le RNCREQ ont également, dans un souci d'efficacité et afin d'éviter le doublement tant des contre interrogatoires que des arguments, convenu de traiter conjointement le présent dossier et de se partager le traitement plus à fond des sujets dont l'expert devait traiter selon son mandat. UC et le RNCREQ ont pris cette décision puisque ces deux organismes ont à cœur le traitement juste et équitable de la charge locale au Québec.

3. Introduction

Le Transporteur a déposé sa requête et sa preuve amendée, suite aux décisions D-2008-116 et D-2009-08. Il a dans le présent dossier le fardeau de prouver, tel que requis par la Régie que les modifications proposées sont justifiées dans le contexte québécois.

«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.»⁶

Les preuves présentées dans ce dossier ont été en grande partie «soutenues» par des témoignages d'experts.

Le Transporteur a offert les témoignages de M. Philip Hanser, M. Judah Rose, M. Ren Orans.

⁶ D-2009-08, page 3;

NLH et EBM, clients de point à point du Transporteur, ont offert les témoignages de M. Sinclair, pour le premier et MM Roach et Marshall pour le second.

Quant à eux, UC et le RNCREQ ont offert le témoignage de M. Philip Raphals.

Ces témoignages d'experts sont contradictoires sur certaines parties importantes de la preuve. UC et le RNCREQ soumettent qu'avant de se prononcer sur quelque sujet, tant sur la valeur probante d'une preuve, ou sur les conclusions contradictoires qui lui ont été soumises la Régie devra examiner la crédibilité qu'elle estime devoir accorder à chacun de ces experts. Pour ce faire, elle devra prendre en considération l'expérience, les connaissances qu'ils ont acquises de manière personnelle et directe notamment celles qui ont trait à la réalité et au contexte québécois et l'indépendance de chacun de ces experts.

UC et le RNCREQ soumettent respectueusement que l'expert ayant la plus haute crédibilité dans ce dossier est M. Raphals.

En effet, M. Philip Raphals est le seul expert parfaitement bilingue. Ce bilinguisme lui assure une plus grande indépendance puisqu'il est le seul à avoir pu consulter l'ensemble de la preuve au dossier ainsi que toute la documentation qu'il estimait pertinente, n'étant pas restreint à n'étudier que les documents soumis, choisis et le cas échéant traduits par son client.

Il est également le seul, outre M. Marshalls, à avoir témoigné régulièrement et de façon continue dans les dossiers devant la Régie de l'énergie depuis le tout début de sa création Et conséquemment M. Raphals a une connaissance très étendue du secteur électrique québécois, de sa réglementation et de la Loi de Régie et son application.

M. Raphals est également le seul expert dans ce dossier dont les qualifications répondent aux exigences formulées par la Régie dans le dossier tarifaire R-3738-2010 le plus récent des dossiers tarifaires:

«la Régie souhaite que les experts en question connaissent bien le contexte dans lequel opère le Transporteur depuis les 10 dernières années et les exigences exprimées par la Régie au cours de la même période.»⁷

Les qualifications et connaissances de M. Raphals relativement aux ordonnances de la FERC ont également été reconnues par la Régie dans plusieurs dossiers.

UC et le RNCREQ soumettent que, de par les qualités et connaissances mentionnées ci-dessus, M. Philip Raphals est l'expert possédant le plus haut degré de crédibilité en ce qui concerne les sujets traités dans le présent dossier. UC et le RNCREQ demandent à

⁷ D-2010-1124 page 25;

la Régie de tenir compte de ces faits lorsqu'elle devra rendre une décision dans le cadre de sujets où il y a eu témoignages contradictoires.

Dans sa plaidoirie, le Transporteur mets en doute à plusieurs reprises la crédibilité des témoins experts des intervenants⁸. Par exemple, il écrit :

De plus, le témoignage de certains experts a révélé leur connaissance très limitée et leur incompréhension des principes à la base de la condition de réciprocité sur lesquels ils fondent par ailleurs une opinion, parfois particulièrement arrêté. (para. 319)

Il est important de souligner que l'ensemble de ces commentaires ne peuvent faire référence qu'aux experts étrangers, et non pas à M. Raphals. En effet, le Transporteur cite souvent avec approbation les analyses mises de l'avant par M. Raphals, comme par exemple :

- Thème 3, Arg. Écrite, para. 265, 313 et 355.
- Thème 3, Arg. Écrite, para. 282 ss. C'est M. Raphals qui a introduit au débat les trois alternatives de la FERC (dans ses DDR et son rapport).

UC et le RNCREQ désirent également porter à l'attention de la Régie que dans le cadre de sa plaidoirie, le procureur du Transporteur a fait une remarque générale portant sur l'interprétation qu'il présentait des positions des intervenants :

«Quand je dis « non contestée », Monsieur le Président, une précision pourrait être utile. Certains intervenants pourraient choisir de le contester lundi, mardi ou mercredi. Notre appréciation est basée sur l'ensemble de leur position écrite et testimoniale.

Certains se sont dit d'accord, certains n'ont rien dit. Dans les deux cas, nous avons pris pour acquis qu'il n'y avait pas de contestation et nous avons interprété le silence d'un intervenant comme étant une manifestation d'une non-contestation. Nous n'avons pas dit qu'il était d'accord, nous avons dit qu'il n'était pas contesté.

Évidemment, certains intervenants, on a eu des débats là-dessus, se réservaient le droit d'adopter une position différente. On se rappelle le débat avec monsieur l'expert Raphals, un débat relativement à la faculté de l'intervenant de se dissocier de la position de son expert. Alors, nous verrons lundi ou mardi si certains intervenants changent de position. Mais, à l'heure actuelle, vous avez la position telle qu'elle est présentée dans le dossier qui s'est terminé maintenant depuis quelque temps.»⁹

Avec égards, UC et le RNCREQ sont d'avis que le Transporteur a présenté ce qu'il comprenait de la position des intervenants en travestissant celle-ci.

⁸ Voir ses notes, Thème 3, pages 80-87;

⁹ N.S. Vol. 30, 29 juin, pages 36 et 37;

En effet une lecture attentive des sujets d'intérêts pour UC et le RNCREQ, (mais non exhaustive étant donné le volume important de la plaidoirie tant écrite qu'orale du Transporteur et les délais pour y répondre) a révélée plusieurs affirmations erronées ou interprétations trop libérales par les procureurs du Transporteur des propos et positions de l'expert Raphals, notamment dans l'utilisation des références. UC et le RNCREQ soumettent qu'en agissant ainsi le Transporteur modifie complètement ou de manière très importante le sens et la portée de la preuve offerte par UC/RNCREQ devant la Régie.

Dans sa plaidoirie, en segmentant à outrance le raisonnement de M. Raphals de même qu'en tronquant des extraits de son témoignage, le Transporteur a prétendu avoir obtenu l'adhésion de notre expert à certaines de ses prétentions. Il a ainsi travesti et faussé le témoignage de M. Raphals.

UC et le RNCREQ soumettent qu'il sont les seuls, par la présente argumentation, à pouvoir affirmer de manière positive leurs positions et invitent la Régie considérer avec prudence les prétentions du Transporteur présentées lors de sa plaidoirie, relativement aux admissions, reconnaissances, acceptations et/ou à l'absence de contestations que l'expert, M. Raphals, aurait fait sur quelque point que ce soit.

De façon non-exhaustive et, sans limiter ce qui précède, UC et le RNCREQ soumettent que le Transporteur a erré ou travesti leurs positions sur plusieurs éléments de la preuve, notamment dans la section de son argumentaire écrit portant sur le service de compensation d'écart, tel qu'il sera précisé dans l'argumentation du RNCREQ.

UC et le RNCREQ ne reprendront pas point par point les prétentions du Transporteur. Ils soulignent que la Régie a pris connaissance de la totalité de la preuve et des témoignages. Ils invitent la Régie à faire preuve de prudence et de ne pas prendre pour avérées les prétentions du Transporteur relativement à leurs positions dans ce dossier.

UC et le RNCREQ soulignent à la Régie que le reflet exact de leurs positions, conclusions et recommandations est contenu aux rapports de M. Raphals, dans son témoignage en audience et dans la présente argumentation.

4. Contexte réglementaire

Dans sa décision D-2002-95, rendue dans le cadre du dossier R-3401-98, la Régie indiquait relativement à la politique énergétique de l'époque, à l'ouverture des marchés et au nouveau contexte législatif québécois :

«Ce contexte énergétique nord-américain ainsi que les particularités du secteur électrique québécois constituent les éléments essentiels de la toile de fond sur laquelle la Régie aborde les questions à débattre dans le cadre de cette audience.»¹⁰

Puis, la Régie spécifiait dans cette même décision:

«Par ailleurs, plusieurs références ont été faites par les participants à des décisions rendues par la FERC. La Régie apprécie connaître la position de la FERC sur divers sujets faisant l'objet de la présente décision, compte tenu notamment du fait que le texte du Règlement 659 est largement similaire à celui du pro forma *Open Access Transmission Tariff* adopté par la FERC dans son Ordonnance 888.

Toutefois, il faut constater que la législation régissant la FERC n'est pas la même que celle en vertu de laquelle la Régie exerce sa compétence. De plus, le contexte québécois du commerce du transport d'électricité est différent, à plusieurs égards, de celui dont la FERC doit tenir compte dans l'exercice de sa compétence.

En conséquence, aux fins de la présente décision qui aura pour effet, en vertu de l'article 164 de la Loi, de modifier le Règlement 659, la Régie prend en considération les décisions de la FERC qui ont été portées à son attention par les participants, mais avec la prudence et les nuances que requiert la référence au droit comparé et compte tenu de son devoir de respecter le contexte législatif québécois et de tenir compte du particularisme du contexte québécois du commerce d'électricité.»¹¹

Dans son rapport, l'expert Philip Raphals dresse un historique du contexte réglementaire dans lequel s'inscrivent les *Tarifs et conditions* du Transporteur et rappelle ¹² que ceux-ci ont été empruntés de l'ordonnance 888 de la FERC, tel que mis en preuve, dans son rapport déposé dans le cadre du dossier R-3401. ¹³

Il mentionne également le fait que dans le cadre du dossier R-3640-07¹⁴ le Transporteur a indiqué que son OATT avait été déposée auprès de la FERC. Il s'étonne donc, avec raison, de la réponse donnée par le Transporteur à la question 2.3.3 :

«2.3.3 Est-ce qu'Hydro-Québec ou l'une ou l'autre de ses entités affiliées a demandé un « waiver » de la condition de réciprocité d'une ou des entité(s) qualifiée(s) comme « public utility » par la FERC ? Le cas échéant, veuillez fournir des précisions.

R2.3.3 14

Le Transporteur n'a jamais fait de demande quelconque à l'égard de ses *Tarifs et conditions* à quelqu'autre autorité que la Régie qui a la compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée. Quant à l'une ou l'autre des entités affiliées mentionnées à la question de l'intervenante, tel que mentionné précédemment, le Transporteur n'est pas au fait de leurs activités aux États-Unis, si c'est le cas, ou des statuts, droits, autorisations, permissions ou *wavier* qu'elles requièrent pour exercer ces activités, le cas échéant, et il ne peut se prononcer à leur égard. Aussi, pour ces raisons, le

¹⁰ D-202-95 page 17;

¹¹ D-2002-95 aux pages 18 et 19;

¹² Rapport ré-révisé du 23 septembre aux pages 3 et suivante;

¹³ R-3401-98, preuve du RNCREQ - Testimony of Philip Raphals, Peter Bradford and Ellis O. Disher - 7 février 2001, setc. 2.1, pages.7-8;

¹⁴ Dossier R-3640-07, pièce HQT-14 doc 10 page 22 Réponse 5.3;

Transporteur est d'avis que ce volet de la question dépasse le cadre de la phase 2 de la présente cause.»¹⁵ (nos soulignés)

Cette réponse est d'autant plus surprenante lorsque l'on prend connaissance de la lettre envoyée au nom de HQUS en date du 28 juin 2008 et produite comme annexe 2 au rapport de M. Raphals et de la lettre du 18 juin 2008 de Madame Courville, présidente de HQT, déposée comme annexe 1 au rapport amendé de M. Raphals en date du 23 septembre 2010, qui l'accompagnait. En effet, la lettre de Mme Courville stipule que TransÉnergie est en processus d'adapter son OATT aux ordonnances 890 et 890-A de la FERC et que «TransÉnergie understand that its OATT is relied upon by HQUS and Cedar Rapids Transmission Company Limited («CRT»), both wholly-owned subsidiaries of Hydro-Quebec, to mitigate any transmission market power concerns arising from HQUS' and CRT's affiliation with TransÉnergie under their respective market base rate authorisations issued by FERC.»¹⁶ (nos soulignés)

En audience, suite aux diverses questions et objections du Transporteur, le président de la formation, formule la question suivante à l'attention des témoins de HQT :

«LE PRÉSIDENT :

Alors, la Régie, sur cette question-là, va permettre la question, mais va demander peut-être au témoin de préciser, déjà il y a une bonne partie des réponses qui ont été données, est-ce que l'objectif d'avoir un tarif suffisamment comparable à celui de la FERC est un objectif important, oui ou non, est-ce que l'objectif... est-ce que cet objectif-là a un lien avec des préoccupations de permettre que les affiliés du Transporteur puissent avoir un accès au marché américain, oui ou non, puis est-ce que les conséquences de, je dirais, éventuelles par rapport à cet accès-là doivent être prises en considération par la Régie oui ou non, est-ce que les témoins peuvent répondre à ces questions précises.»¹⁷

Le témoin du Transporteur n'a toutefois pas formulé de réponse claire aux questions spécifiques du Président:

«Mme MARIE-CLAUDE LALANDE :

« R. Je vais essayer d'y aller dans l'ordre de ce que vous venez de dire. Le premier volet, et je pense qu'on l'a déjà dit, autant moi que mon collègue monsieur Clermont, que oui, la réciprocité est importante pour le Transporteur. Deuxièmement, est-ce que ça a une incidence sur les activités d'un affilié et là, je vous référerai à la lettre de madame Courville en date du 18 juin 2008,

.....

Je vous dis aussi en plus que la Régie a compétence exclusive sur les activités du Transporteur.»¹⁸

¹⁵ HQT 8 document 6, page 6;

¹⁶ Lettre de Mme Courville annexe 1 du rapport ré-révisé du 23 septembre 2010 de P. Raphals pour UC et RNCREQ;

¹⁷ N.S. Vol 1, 18 octobre 2010, pages 100 et 101;

¹⁸ N.S. Vol 1, 18 octobre 2010, pages 100 et 101;

UC soumet qu'affirmer que « oui, la réciprocité [concept non définie dans la preuve du Transporteur] est importante pour le Transporteur » ne répond pas à la question du Président, qui traitait précisément de l'importance « *d'avoir un tarif suffisamment comparable à celui de la FERC* » et de savoir si cet objectif « *...a un lien avec des préoccupations de permettre que les affiliés du Transporteur puissent avoir un accès au marché américain* » et ne peut pas être considéré comme une justification valable.

Soulignons que les notions de réciprocité abordées par les procureurs du Transporteur en argumentation ¹⁹ n'ont jamais été présentées dans la preuve écrite ou orale du Transporteur. C'est l'expert P. Raphals pour UC/RNCREQ, qui a dressé un portrait de cette problématique dans sa preuve écrite et testimoniale. La confusion entourant ces questions, que le Transporteur attribue aux experts des intervenants, a plutôt été créée et promulguée par ses propres témoins, tant dans leurs réponses aux DDR que dans leurs témoignages oraux.

N'ayant pas obtenu de réponse complète ou satisfaisante, le Transporteur, est requis par le Président de la formation de préciser sa réponse:

«Est-ce que le tarif doit être suffisamment comparable pour permettre aux affiliés de Hydro-Québec de faire affaire aux États- Unis, est-ce que ça, c'est un des objectifs retenus par le Transporteur?»²⁰

Encore une fois, le témoin se limite à une réponse évasive, faisant référence à une interprétation du Transporteur de la décision D-2002-95:

«Je vous référerais, en discutant avec mon collègue Clermont, à la fiche technique. Ce qu'on y indique, puis je pense que je vous référerais à ce moment-là à la décision D-2002-95 que la Régie avait rendue. Et on indique donc dans cette fiche-là que: « La Régie reconnaît dans sa décision D-2002-95 l'importance de l'exigence de réciprocité, pierre angulaire de la réglementation des activités de transport en Amérique du Nord. » Je pense que déjà là, la Régie avait déjà indiqué ça. Je pense que c'est donc juste la suite logique.»²¹

En effet, il n'est pas écrit à la page 342 (page à laquelle la note de la fiche technique fait référence) que « *l'exigence de réciprocité* » serait la « *pierre angulaire de la réglementation des activités de transport en Amérique du Nord* ». À cette page de la décision la Régie émet plutôt son opinion sur la réduction du service de transport ferme en ces termes : « *La réglementation économique des activités de transport d'électricité, dans un secteur électrique nord- américain marqué entres autres par l'ouverture des marchés et l'accès libre et non discriminatoire au transit d'électricité, requiert, en vertu des règles de réciprocité, que la réduction des services de transport ferme se réalise d'une manière comparable à celle dont bénéficie Hydro-Québec sur les marchés avoisinants* » . UC soumet que l'interprétation donnée à cet

¹⁹ Argumentation du Transporteur section 6 du thème 3;

²⁰ N.S. Vol.1, 18 octobre 2010, page 106;

²¹ N.S. Vol.1, 18 octobre 2010, page 106;

extrait par le Transporteur est erronée et déborde largement le cadre et le sujet pour lequel ces commentaires ont été émis dans la D-2002-95.

Le Transporteur n'a jamais, au cours de la présentation de sa preuve, répondu à cette question à savoir «*Est-ce que le tarif doit être suffisamment comparable pour permettre aux affiliés de Hydro-Québec de faire affaire aux États- Unis, est-ce que ça, c'est un des objectifs retenus par le Transporteur?*»

Tardivement, au cours de sa plaidoirie et en réponse à une question du Président de la formation, la procureure de HQT a admis que la réponse à cette question aurait dû être affirmative.²² UC est d'avis que cette admission tardive, qui n'a pas été présentée par les témoins du Transporteur, contrevient à la saine administration de la preuve et qu'il convient de contester vivement à cette façon de procéder.

HQT précise également que dans le cadre du présent dossier son objectif n'est pas de moderniser les tarifs et conditions mais de les harmoniser.²³

UC note finalement que les témoins du Transporteur vont souligner à plusieurs reprises que les exigences de réciprocité sont importantes pour le Transporteur.²⁴ Le Transporteur n'a pas précisé la teneur et la portée de cette importance alléguée, ni si la Régie doit prendre ces éléments en compte dans sa décision. Il ne présente pas non plus l'importance pour le Québec s'il en est.

UC soumet que la réciprocité est d'abord et avant tout utile aux affiliés du Transporteur qui opèrent à l'extérieur du Québec, où la FERC a juridiction. Puisque ces affiliés ne se sont pas présentés devant la Régie et n'ont pas rendu de témoignages, celle-ci ne peut donc pas prendre leur point de vue en considération, celui-ci n'étant pas en preuve.

M. Philip Raphals souligne²⁵ que l'expert Judah Rose, dont les services ont été retenus par le Transporteur, a précisé que pour obtenir ou maintenir une autorisation de la FERC pour transiger au prix de marché, un affilié doit démontrer que son transporteur affilié offre un service de transport comparable. M. Raphals indique également que ce point de vue a été retenu par la BCTC.

Il est donc intéressant de noter que, bien que le Transporteur précise vouloir harmoniser ses tarifs et conditions aux nouvelles ordonnances de la FERC, il s'oppose et s'objecte avec véhémence à toute preuve ou témoignage relatif à l'impact sur ses affiliés opérant aux USA qu'aurait la décision sur sa demande d'adopter des *Tarifs et*

²² N.S. Vol. 30, 29 juin 2011 page 190;

²³ N.S. Vol 1, 18 octobre 2010, page 57 lignes 17 à 19 :

²⁴ N.S. Vol 1, 18 octobre 2010, aux pages 46, 50 et 61;

²⁵ Rapport Ré-révisé du 23 septembre 2010, page 7;

conditions dont les dispositions seraient comparables ou supérieures à celle de la FERC ²⁶ tel qu'en témoigne l'extrait suivant :

«Essentiellement, ce qu'il (M. P. Raphals) vous demande de considérer, c'est des éléments qui ne sont pas en preuve. C'est des éléments d'argumentation, c'est-à-dire le contexte, les faits, les critères, les conditions relatives au renouvellement ou à l'octroi de la licence de HQUS. C'est un débat qui, en soi, soulève énormément de questions qui ne sont pas devant vous. Je comprends que monsieur Raphals veut vous inviter à rendre une décision qui, selon lui, doit avoir un effet sur HQUS alors que vous êtes dans un débat où vous devez évidemment vous interroger sur des Tarifs et conditions adaptés à la fois à la réalité du Québec et à l'évolution des ordonnances 890 pour lesquelles des représentations sont faites par toutes les parties. Mais essentiellement, il vous dit dans le cadre de vos délibérés, et c'est pour ça que c'est de l'argumentation, vous ne devriez pas rendre une décision tenant compte uniquement de la preuve et de la société réglementée qui est devant vous, le Transporteur, mais vous devriez également rendre une décision qui va avoir un effet positif ou non sur une société qui n'est pas devant vous, qui n'a pas fait de représentation parce qu'essentiellement c'est devant la FERC que ce débat-là doit se faire. Alors, d'entrée de jeu, je pense que nous sommes à la fois non seulement dans l'argumentation mais nous sommes dans un cadre qui déborde largement l'audition qui est devant vous. Et certains lors des représentations en plaidoirie pourront vous dire: Monsieur le Président, vous devez tenir compte d'un certain nombre de facteurs et en voici. Ça, c'est de la plaidoirie, il n'y aura aucune objection à ce moment-là. Mais d'introduire en preuve, parce que c'est ça qu'on fait présentement, un risque d'affaires d'ordre réglementaire, juridique et commercial pour une société américaine, et je suis en désaccord avec les faits qui ont été rapportés à la fois en ce qui concerne la situation aux États-Unis que la situation rapportée dans les jugements de Colombie-Britannique. »²⁷ (nos soulignés)

Cette objection fut refusée par la Régie. Par ailleurs, le Transporteur n'a offert aucune preuve qui contredise le témoignage de M. Raphals à ce sujet.

Le Transporteur demande l'harmonisation avec les ordonnance de la FERC sans jamais justifier pourquoi cet exercice est nécessaire et utile pour le Québec, et ou indiquer et préciser quelles seraient les conséquences d'une non harmonisation sur ses affiliés ou sur ses propres opérations. **UC soumet qu'une non harmonisation pourrait avoir des impacts sur les affiliés mais aucune sur le Transporteur dont les activités se situent strictement au Québec, où la FERC n'a aucune juridiction.** La preuve n'a toutefois aucunement démontré la nature des impacts sur les affiliés et les conséquences que ces impacts sur les affiliés auraient pour le Québec.

UC soumet qu'il est important de clarifier la notion de «réciprocité».

Lors de son témoignage oral, M. Raphals a clarifié la confusion qui se dégage de la notion de « reciprocity requirements » dans la preuve du Transporteur²⁸. Il distingue d'abord les critères de réciprocité des critères pour l'octroi d'un Market Based Rate Authorization (MBRA)²⁹.

²⁶ N.S. Vol 14, 15 février 2011 aux pages 218 et 219;

²⁷ N.S. Vol 14, 15 février 2011 aux pages 218 et 219;

²⁸ NS, 15 février, pages 214 à 215.

²⁹ NS, 15 février, pages 214 à 215.

«La confusion, je crois, découle du fait que le même critère utilisé par la FERC pour évaluer le market power par rapport au transport dans le contexte des - excusez-moi pour l'anglais - donc les critères utilisés pour évaluer le transmission market power dans le contexte des demandes de permis pour transiger au prix du marché qui est maintenant appelé le Market Base Rate Authorization, MBRA.

Ce critère-là est substantiellement le même critère qui est utilisé pour juger l'octroi de réciprocité technique en vertu pour un Transporteur ou un autre, c'est-à-dire qu'il y a un Open Access Transmission Tariff qui est consistant with or superior to the pro forma tariff. Alors, c'est cette notion de consistant with or superior to the pro forma tariff qui est à la fois le reciprocity requirement et à la fois les critères de base pour l'octroi... pour démontrer que le transmission market power a été mitigé qui est en soi un critère nécessaire pour l'octroi de Market Base Rate Authorization à un participant de marché qui est affilié à un transporteur.»³⁰

Tel que l'expert P. Raphals l'explique à la section 4.3 de sa preuve écrite,³¹ les réponses du Transporteur aux DDR laissaient croire que celui-ci ne s'intéressait aucunement aux conséquences que pourrait avoir le contenu de son OATT sur ses affiliées marchandes, notamment HQUS.

«1.2 Est-ce que le Transporteur ou l'une ou l'autre de ses entités affiliées (divisions ou filiales d'Hydro-Québec) risque de perdre un droit quelconque ou de subir un préjudice quelconque advenant le cas où la FERC jugerait que les *Tarifs et conditions* du Transporteur ne seraient pas en conformité avec les exigences établies dans l'ord. 890, 890-A, 890-B et 890-C (ci-après «les ordonnances») ?

R1.2 Le Transporteur n'est pas une entité réglementée de quelque façon que ce soit par la FERC. Le Transporteur n'a aucun droit quelconque reçu de la FERC ou accordé par cette dernière. Le Transporteur ne voit pas comment la FERC pourrait exercer quelque pouvoir d'approbation ou autre à l'égard de ses Tarifs et conditions dont la fixation ou la modification est de la compétence exclusive de la Régie³². (nos soulignés)

Et :

2.1 Est-ce que Hydro-Québec ou l'une ou l'autre de ses entités affiliées (divisions ou filiales) bénéficie actuellement d'une réciprocité en vertu d'un ou l'autre des trois moyens mentionnés au paragraphe 163 de l'ord. 890 ?

R. 2.1 En principe, comme la division TransÉnergie d'Hydro-Québec 1) ne possède pas d'actif de transport aux États-Unis servant au transport d'électricité entre des États américains et comme 2) elle n'est pas visée par les dispositions de l'article 201 (f) du Federal Power Act, qui identifie les « non-public utilities » américaines, les dispositions mentionnées aux paragraphes 162 et 163 ne lui sont pas applicables.

Quant aux autres entités affiliées d'Hydro-Québec, le Transporteur n'est pas suffisamment au fait de leurs activités aux États-Unis, s'il y en a, et des statuts,

³⁰ NS, 15 février, pages 214 à 215;

³¹ Rapport Ré-révisé du 23 septembre 2010 aux pages 9 à 14;

³² HQT-8, doc. 6, p. 3.;

droits, autorisations ou permis requis pour exercer ces activités, le cas échéant, pour se prononcer à leur égard. Aussi, pour ces raisons, le Transporteur est d'avis que ce volet de la question dépasse le cadre de la phase 2 de la présente cause.³³ (nos soulignés)

Suite à la production par M. Raphals de la lettre de Mme Courville³⁴, le Transporteur, tout en admettant l'existence de cette lettre, refuse encore de reconnaître l'importance du présent dossier pour ses affiliés. Pourtant dans cette lettre, Mme Courville affirme que :

«TransÉnergie understands that its OATT is relied upon by HQUS and Cedars [sic] Rapids Transmission Company Limited (“CRT”) [note omitted], both wholly-owned subsidiaries of Hydro-Québec, to mitigate any transmission market power concerns arising from HQUS’ and CRT’s affiliation with TransÉnergie under their respective market-based rate authorizations issued by FERC.»

Qui plus est, la lettre d'HQUS à la FERC, à laquelle la lettre de Mme Courville était jointe, est encore plus éloquente puisqu'elle spécifie que :

«The letters state that subject to approval by the Quebec regulator, TransÉnergie et CRT will undertake any needed revisions to their filed OATTs to assume continuing compliance with the Commission’s reciprocity requirements»³⁵.

Par la suite, tout en faisant référence à la lettre de Mme Courville³⁶, aucun témoin du Transporteur n'a expliqué le sens ou la portée qui devait lui être donnée, ni n'ont commenté l'affirmation d'HQUS à l'effet que l'objectif visé par HQT dans les présentes audiences devant la Régie était «*to assure continuing compliance with the Commission’s reciprocity requirements.*»

En argumentation, le Transporteur soumet dans un premier temps que la FERC considèrera les fondements de la décision de la Régie et qu'elle fera preuve de déférence à l'égard de ses conclusions, si celle-ci énonçait les divergences entre le tarif *pro forma* et le contexte québécois, et les justifiait.³⁷

Au soutien de sa position le Transporteur précise qu'il y aura lieu de distinguer le cas du Transporteur de l'affaire *Powerex* à laquelle l'expert Raphals a fait référence dans son témoignage, en soulignant que *Powerex* n'avait présenté aucune justification des divergences. Il sous-entend que son affilié, HQUS, présentera cette justification devant la FERC :

³³ HQT-8, doc. 6, page 5;

³⁴ Rapport Raphals rérévisé du 23 septembre 2010., Pièce C-3-58, Annexe 1;

³⁵ Rapport Raphals, C-3-58, Annexe 2, p. 7, note 16.

³⁶ Vol 1, 18 octobre 2010, page 100 et 101;

³⁷ Argumentation du Transporteur, sujet 3, para 309, p 78

311. À cet égard, il sera aisé de distinguer le cas du Transporteur de celui de l'affaire *Powerex*, cité par Philip Raphals à l'audience;
312. Dans cette affaire *Powerex*, l'affiliée d'un transporteur canadien s'était vue refuser l'autorisation MBRA au motif qu'elle n'avait fourni aucune justification à l'existence de divergences entre ses tarifs et conditions et le tarif *pro forma* de la FERC;
313. Or, comme le reconnaît Philip Raphals, si *Powerex* avait justifié les divergences entre le tarif approuvé par la *British Columbia Utilities Commission* et le tarif *pro forma* de la FERC, la FERC aurait pu en arriver à un résultat différent;

Il plaide donc que les divergences entre les *Tarifs et conditions* du Transporteur et le *pro forma* de l'ordonnance 890 seront justifiées par HQUS devant la FERC, et espère bénéficier de la souplesse offerte aux entités étrangères :

300. La FERC ne requiert donc pas la démonstration que les Tarifs et conditions des transporteurs canadiens affiliés sont identiques à son tarif *pro forma*. Le vendeur qui souhaite obtenir l'autorisation doit plutôt démontrer que son affiliée, transporteur canadien, offre un accès comparable et non discriminatoire à son réseau de transport à tout client souhaitant utiliser ce réseau afin de transiter de l'électricité vers les États-Unis;
301. Tout comme dans le cas de la condition de réciprocité de l'article 6, abordée ci-dessus, la FERC a reconnu qu'elle ferait preuve de souplesse dans l'évaluation de ce qui constitue un accès comparable et non discriminatoire aux réseaux des transporteurs canadiens aux fins d'accorder l'autorisation de vendre de l'électricité aux « *market based rates* »;

Toutefois bien qu'il affirme, avec raison, que la FERC pourrait faire preuve de souplesse par rapport aux entités étrangères, il présume erronément que la FERC fera preuve de déférence à l'égard de la décision de la Régie sur la question de comparabilité .

En effet il est dangereux de présumer que la FERC maintiendrait le MBRA de l'affilié du Transporteur seulement parce que la Régie aurait conclu qu'en raison du contexte québécois les divergences entre les *Tarifs et conditions* du Transporteur et le *pro forma* de l'Ord. 890 sont pleinement justifiées et que le Transporteur offre un accès comparable et non discriminatoire à son réseau comme le suggère le Transporteur:

314. Le Transporteur soumet que la FERC fera preuve de déférence à l'égard de l'expertise de la Régie et tiendra compte de sa décision si celle-ci conclut qu'en raison du contexte québécois, et à la lumière de la preuve au dossier, les divergences entre les Tarifs et conditions et le tarif *pro forma* de la FERC sont pleinement justifiées et que le Transporteur offre un accès comparable et non discriminatoire à son réseau;

Force est de conclure que le Transporteur (Hydro-Québec) tente dans sa plaidoirie d'obtenir une décision de la Régie qui expliquerait que les divergences des *Tarifs et conditions* par rapport au *pro forma* sont pleinement justifiées, en raison du contexte québécois et à la lumière de la preuve, et ce, afin de permettre à HQUS de défendre son MBRA devant la FERC. Bref il cherche une décision qui servira ses affiliées, UC pose la

question est-ce là le mandat et le rôle de la Régie dans le présent dossier. UC soumet respectueusement que non, d'autant plus que cette demande est tardive et n'est aucunement soutenue quand à son besoin par la preuve déposée par le Transporteur.

Autrement dit, UC constate que la rhétorique du Transporteur a évolué depuis le moment où il a écrit :

Le Transporteur ne voit pas comment la FERC pourrait exercer quelque pouvoir d'approbation ou autre à l'égard de ses Tarifs et conditions dont la fixation ou la modification est de la compétence exclusive de la Régie. ³⁸(nos soulignés)

et

Quant aux autres entités affiliées d'Hydro-Québec, le Transporteur n'est pas suffisamment au fait de leurs activités aux États-Unis, s'il y en a, et des statuts, droits, autorisations ou permis requis pour exercer ces activités, le cas échéant, pour se prononcer à leur égard.³⁹ (nos soulignés)

UC ne peut que déplorer le manque de transparence dont a fait preuve le Transporteur tout au long des audiences quant à sa compréhension de l'intérêt de ses affiliées à l'égard du présent dossier ainsi que la stratégie réglementaire face à la FERC

UC déplore également que les modifications recherchées par le Transporteur à ses tarifs et conditions ne soit basées que sur les simples prémisses d'acceptation ou d'adaptation de ce qui est prescrit par la FERC et que le Transporteur n'ait aucunement cherché à «moderniser» ses *Tarifs et conditions* en considérant d'autres alternatives originales pour répondre à la situation particulière du Québec. Le tout tel que reflété entre autre par le témoignage de M. Clermont :

«c'est clair, effectivement. Regardez, on dit toujours, et je pense que vous l'avez vu dans toutes les présentations, reflète les modifications apportées au tarif pro forma avec les adaptations nécessaires. Et encore là, je pense que l'important c'est on a voulu, quand c'était possible, donc dans « adaptations nécessaires » il y a le mot « nécessaires ». Donc, on fait les adaptations seulement quand le contexte du Québec le prescrit, sinon il n'y a pas de raison de ne pas prendre les... pas nécessairement line by line mais les principes qui sont énoncés par la FERC, effectivement.»⁴⁰

Au demeurant, UC soumet que cette stratégie déployée par le Transporteur est à haut risque et fort probablement voué à l'échec face à une demande de MBRA par ses affiliés. En effet le raisonnement du Transporteur indique son incompréhension des critères appliqués par la FERC, et plus spécifiquement à la notion de « comparability », puisque selon le paragraphe 314 cité ci-dessus, le Transporteur s'attend à ce que la Régie précise deux choses dans sa décision:

³⁸ HQT-8, doc. 6, page 5;

³⁹ HQT-8, doc. 6, page 5;

⁴⁰ N.S. Vol 10, 9 février 2011, page 20;

- que « en raison du contexte québécois, et à la lumière de la preuve au dossier, les divergences entre les Tarifs et conditions et le tarif pro forma de la FERC sont pleinement justifiées » et
- « que le Transporteur offre un accès comparable et non discriminatoire à son réseau ».

Par ailleurs, le Transporteur réfère à l'accès comparable et non discriminatoire. Or, ce point fait appel à un concept, soit « comparability » qui semble soulever beaucoup de confusion, M. Raphals a clarifié ce concept en réponse à une question du Président :

«Q.438 Autrement dit, une décision qui résulte d'un processus en audience publique où différentes propositions sont examinées, la Régie tranche sur les propositions qu'elle retient, est-ce que de facto, le résultat d'une telle audience publique faisant l'objet d'une décision de la Régie ne rencontrerait pas nécessairement les exigences de la FERC quant à un OATT comparable, puis comparable ne veut pas dire identique?

R. Je comprends la question.

Q.439 Et est-ce que la FERC ne ferait pas... ne ferait pas preuve de déférence très grande, à ce moment-là, à une décision comme cela?

R. Je pense avoir traité cette question dans mes commentaires sur les questions de déférence. Et la FERC est très claire sur la déférence qu'elle donne au régulateur sur les transporteurs qui ne sont pas sous sa juridiction, il n'y a aucun problème là-dessus. Mais ici, c'est une question fondamentale pour la FERC et maintenant je vais mentionner la citation de l'ordonnance 888 qui est finalement la base de tout ça et c'est juste en introduction où elle part de ses décisions antérieures. C'est sous le titre « The Commission's Comparability Standard ». Elle avait déjà décidé avant que:

« An open access tariff that did not provide for services comparable to those that the transmission owner provided itself was unduly discriminatory and competitive. »

Alors, la FERC a des critères très précis qui est surtout la comparaison entre une égalité entre le service de transport et les termes et conditions offerts à ses affiliés versus les autres. Et, premièrement, la Régie peut... la Régie a plein... ce n'est pas nécessairement ça qui va guider la décision de la Régie. Alors, si j'étais un commissaire de la FERC, le fait que la Régie décide que les Tarifs et conditions sont bien adaptés à son réseau, ne veut pas nécessairement le convaincre que leur propre standard of comparability a été réalisé.

Et en fait, nous avons déjà un cas exactement comme ça, qui est le tarif de Powerex qui a été refusé justement... je l'ai quelque part là, je l'ai cité. Au début de toute cette histoire, en 1997, quand Hydro-Québec avait adopté le règlement 652, qui était un *open access tariff*, mais différent du *pro forma*. Et à la même époque, Powerex avait adopté un tarif de transport *open access*, mais encore une fois différent du *pro forma*, qui, à ma connaissance, était dûment approuvé par le BC Utilities Commission. Et Powerex a fait application pour un *power marketer authorization* et la demande a été refusée. Elle a été refusée parce que:

« Powerex has not provided any explanation as to why BC Hydro did not adopt the final rule pro forma tariff or a tariff that is

consistent with or superior to the final rule tariff. Nor has it otherwise persuaded us that its transmission and power sales arrangements mitigate market power. »

Alors, même avec ce tarif, ils auraient pu peut-être plaider toutes les raisons qui justifient et ils auraient pu avoir leur permis avec ce tarif-là. Mais le simple fait que le BCUC l'avait adopté n'était pas adéquat pour la FERC.»⁴¹

Pour la FERC, donc, « comparability » fait référence non pas à un tarif qui est « comparable » à celui de la FERC, mais à un transporteur qui offre aux tiers un service qui est « comparable » au service qu'il offre à ses affiliés, voire dans le présent cas HQ Production.

Or, la « comparability » du service de transport offert aux tiers par le biais des *Tarifs et conditions* du Transporteur n'était pas un des sujets à débattre dans la présente audience, ni dans aucune des audiences tarifaires antérieures. Toutefois, certains intervenants ont mentionné, dans le cadre des débats sur l'une ou l'autres des modifications proposées par le Transporteur, que, selon eux, HQT bénéficiait d'avantages dont d'autres ne bénéficiaient pas, par exemple à l'égard des tarifs d'écart de réception, de l'utilisation du point HQT, ou dans la planification du réseau. Mais, la question n'a jamais été abordée de façon systématique. Qui plus est, HQT n'a fait ni preuve ni argument pour soutenir une position contraire et établir que HQT n'est pas avantagée.

En conséquence, UC soumet que, dans le cadre de la présente audience la Régie n'a pas devant elle la preuve nécessaire pour statuer de façon définitive, sur la comparabilité du service de transport.

De plus, UC soumet que, dans le cadre d'une audience de la FERC, il appartiendrait à cette dernière de juger de cette comparabilité en vertu de ses propres critères. Il est en effet probable que la FERC accepte, sans procéder à sa propre évaluation, la décision d'un tribunal étranger. La FERC fait déférence aux régulateurs étrangers pour ce qui est sous leur compétence, mais la détermination de savoir si l'accès au transport offert par un service public intégré à ses concurrents pour accéder aux marchés américains est à la hauteur des exigences créées par la FERC elle-même va au cœur de sa propre compétence, tel que l'a indiqué l'expert Raphals dans sa réponse à la question du Président.⁴²

Notons d'ailleurs que la Régie a centré ses préoccupations sur les questions touchant l'impact des modifications proposées « sur le Transporteur ou sur la clientèle du

⁴¹ N.S. Vol 17, 18 février 2011 page 201 et suivantes;

⁴² N.S. Vol. 17, 18 février 2011, aux pages 193 et suivantes;

Transporteur », plutôt que sur la comparabilité, tel qu'il se dégage de la question du Président de la formation soit :

«Mais j'aimerais que vous précisiez ce qui justifierait, selon vous, que la Régie en tienne compte au présent dossier, soit quant aux impacts sur le Transporteur ou la clientèle du Transporteur dans le présent dossier, pourquoi toute cette question-là, vous pensez que nous on devrait en tenir compte?»⁴³

À cet égard, le Transporteur affirme en argumentation« qu'il est soucieux de s'assurer que les Tarifs et conditions soient comparables au tarif *pro forma*⁴⁴ ». On ne trouve pas d'affirmation similaire par rapport à la comparabilité du service offert aux tiers par rapport à celui utilisé par HQ Production dans la preuve ou l'argumentation.

De plus, on ne peut passer sous silence que dans le cadre du présent dossier, il y a des compétiteurs de HQP, clients du Transporteur qui utilisent ou désirent utiliser le réseau de HQT pour avoir accès aux réseaux américains, et que ceux-ci ont manifesté leur insatisfaction en rapport avec la comparabilité de l'accès qu'HQT leur offre en comparaison à HQP. La situation qui prévaudrait devant la FERC serait donc bien différente de celle qui a prévalu antérieurement pour HQUS ou Powerex où une telle insatisfaction n'avait pas été exprimée.

La FERC a toujours indiqué clairement que son intérêt à l'égard des transporteurs étrangers se limite à l'accès des compétiteurs aux marchés américains. En conséquence, si un de ces compétiteurs décidait de contester le statut de HQUS, considérant l'encadrement inadéquat du pouvoir de marché d'Hydro-Québec (accès au réseau de transport) au Québec, il est clair que la FERC ne limiterait pas sa décision à un simple «rubber stamping » d'une décision de la Régie.

Les obligations de réciprocité

UC soumet qu'il y a lieu de recentrer la question en ce qui concerne l'obligation de « Reciprocity», à savoir : est-ce que le Transporteur a des obligations en vertu de la réciprocité? Dans ses réponses aux DDR du RNCREQ/UC lesquelles le Transporteur indique clairement qu'il n'a pas d'obligations en vertu de la réciprocité. Il souligne d'ailleurs qu'il n'est redevable que devant la Régie.⁴⁵

Pourtant, l'expert du Transporteur, M. Judah Rose, a affirmé qu'il existe bel et bien des obligations en matière de réciprocité :

Okay. I would like now to refer you to page 30 and 31 of your presentation. For now, maybe just the first two bullets. The first one where you say:

⁴³ NS v. 17, 18 février 2011 pages 197-198;.

⁴⁴ HQT, Arg. Écrite, Thème 3, para. 268.

⁴⁵ Voir aussi les paragraphes 269-271, Arg. écrite du Transporteur, Thème 3.

« Reciprocity requires that foreign utility affiliate of US marketers offer comparable non-discriminatory access to its transmission facilities. »

And the second one:

« HQT must provide comparable transmission service on similar terms and conditions. »

And:

« HQT's OATT must be substantially conforming or superior to the revised pro forma OATT. »

Mr. Rose, based on that statement, do you agree that HQ has reciprocity obligations as per FERC based on your statements here?

R. Yes, I don't think there is any doubt that there are reciprocity obligations that are associated with certain activities in the United States and that's a direct consequence of activities in the United States.⁴⁶

Ainsi, selon l'expert du Transporteur, celui-ci a des obligations envers la FERC qui sont « a direct consequence of activities in the United States, » des affiliées d'HQT.

Le Président de la formation a tenté de clarifier ce point avec le procureur du Transporteur, comme suit, en demandant, « vous faites votre l'obligation qu'a votre affilié ... pour ses activités de commerce aux États-Unis » :⁴⁷

Malgré son acquiescement à la question, Me Hivon sème encore une fois la confusion, en ajoutant :

«Oui, en fait, Monsieur le Président, vous avez raison de conclure que selon le Transporteur la proposition de modification qui vous est faite qui n'inclut pas un Appendice K, selon le Transporteur respecte ces conditions-là de réciprocité qui sont prévues, qui sont des démonstrations que son affilié aurait à faire. Donc selon nous ça rencontre ces critères-là mis de l'avant par la FERC et que ce soit réglementaire ou contractuel. Ceci dit, nous ne sommes pas représentant de HQ-US et nous ne sommes pas devant la FERC aujourd'hui pour débattre spécifiquement de cette question-là, mais les concepts de réciprocité tel que nous les comprenons, le Transporteur en est conscient et est soucieux de présenter à la Régie une proposition de modifications qui selon lui respecte ces conditions-là.»⁴⁸ (nos soulignés)

La position du Transporteur sur cette question névralgique demeure confuse et contradictoire.

Finalement UC souligne que le Transporteur interprète mal la portée de l'art. 211A du Federal Power Act, puisque, la souplesse que démontre la FERC à l'égard des transporteurs étrangers n'a aucun lien avec l'art. 211A, mais plutôt en relation avec la

⁴⁶ N.S. Vol. 5, 22 octobre 2010 pages 18 et 19;

⁴⁷ N.S. Vol.30, 29 juin 2011, page 189;

⁴⁸ N.S. Vol. 30, 29 juin 2011 page 190;

décision rendue dans *Consumers Energy Company* qui « recognizes international borders ».

UC soumet que ce qui se dégage des témoignages et de la preuve au dossier soumise par le Transporteur et du témoignage de M. Raphals est :

1. Que HQT, à titre de transporteur opérant au Québec, ne bénéficie pas de la réciprocité mais que, selon son propre expert, il doit l'offrir parce que ses affiliés en bénéficient⁴⁹;
2. Que ces « reciprocity requirements de la FERC » n'ont d'importance que pour qu'un affilié maintienne son Market Base Rate Authorization (MBRA) auprès de la FERC⁵⁰;
3. Que ce MBRA est octroyé et maintenu sur la foi du contenu des *Tarifs et conditions* du Transporteur;
4. Que des modifications éventuelles aux *Tarifs et conditions* pourraient aider ou nuire aux possibilités pour cette entité de voir reconduire son MBRA;⁵¹
5. Que cette entité affiliée, ou aucune autre pouvant être vraisemblablement affectée par la décision, n'est pas intervenue dans le présent dossier;
6. Qu'aucune preuve n'a été soumise quant aux impacts possibles que subirait cette entité affiliée;
7. Que UC est d'avis, sur la base du rapport de son expert, que la protection des droits et privilèges dont bénéficient les entreprises affiliées au Transporteur aux États-Unis se dégage comme étant un des motifs principaux à la base de la demande d'HQT d'harmoniser ses *TC* aux dispositions de la FERC;

En conséquence et suite à ces constats UC soumet les conclusions et recommandations suivantes :

- 8. Qu'en l'absence de représentations de la part des entités affiliées, et considérant l'absence de preuve quant aux impacts qu'elles pourraient subir, la Régie peut difficilement juger de l'importance de cet enjeu;**
- 9. Que toutefois, les commentaires de l'expert Raphals à cet effet sont très pertinents : « je pense qu'il serait un peu maladroit de prétendre que la question n'existe pas, surtout on peut imaginer d'ici quelques années des manchettes dans le journal que HQUS a perdu son statut devant la FERC et pourquoi? Alors, il faut, je pense, être conscient que ça dépend, d'une façon ou d'une autre, ou ça peut être affecté par la révision des Tarifs et conditions ici. »⁵² ;**
- 10. Que si la Régie juge cet enjeu important elle devrait ordonner qu'une preuve soit faite par les entités concernées relativement à l'importance de conserver**

⁴⁹ N.S. Vol.14, 15 février 2011, page 214;

⁵⁰ N.S. Vol 14, 15 février 2011, page 216;

⁵¹ N.S. Vol 14, 15 février 2011, page 216;

⁵² N.S. Vol 14, 15 février 2011, page 217;

- le MBRA et aux avantages ou inconvénients réels pour le Québec qu'une entité affiliée opère aux États-Unis avec ce MBRA lors une audience future;
11. Que la Régie peut difficilement considérant la preuve soumise par le Transporteur, se prononcer sur l'importance ou non pour le Québec que le Transporteur harmonise ses tarifs et conditions à ceux de la FERC dans le contexte où le but premier de cette harmonisation serait de permettre aux affiliés du Transporteur de conserver leur Market Base Rate Authorization auprès de la FERC, puisque HQT et sa clientèle ne bénéficient pas de la réciprocité;⁵³;
 12. Que la Régie n'a entendu aucune preuve qui lui permette de décider s'il est dans l'intérêt du Québec de maintenir les droits des affiliés du Transporteur à transiger selon le Market Base Rate aux USA et donc que les tarifs et conditions de services du Transporteur soient harmonisés avec les ordonnances et décisions de la FERC,
 13. Qu'en conséquence la Régie devrait rejeter toute demande d'harmonisation à moins qu'il n'ait été clairement démontré qu'elle serait justifiée par les besoins de la clientèle et pour améliorer le service de transport au Québec
 14. Que la Régie ne peut pas se prononcer sur la comparabilité du service de transport offert par le Transporteur aux tiers par rapport à son affilié HQP, considérant l'absence de démonstration probante à cet effet;

En conclusion, UC demande à la Régie de n'approuver une modification aux *Tarifs et conditions* demandée par le Transporteur que si une preuve concrète et satisfaisante à l'effet qu'elle améliore le régime réglementaire applicable au Québec et qu'elle est d'intérêt public pour le Québec a été faite.

5. Réciprocité article 6

UC n'a pas de commentaire particulier à formuler sur les amendements soumis par le Transporteur à l'article 6 de ses *Tarifs e conditions* et s'en remet à la décision de la Régie

6. Calcul de la Capacité de transfert disponible (appendice C-1)

L'expert Philip Raphals pose la question doit-on réduire l'ATC à celui du voisin? Il pose cette question car il appert de la preuve que la procédure suivie par le Transporteur mène inévitablement à ce résultat. Il mentionne que les textes soumis ne sont pas clairs et transparents, entre autres pour le calcul du TRM⁵⁴

UC s'en remet aux représentations et recommandations soumises par l'expert Raphals sur ce sujet, entre autre en ce qui concerne la concordance et le respect avec les normes

⁵³ N.S. Vol 14, 15 février 2011, page 214;

⁵⁴ N.S. Vol.15, 16 février 2011 pages 106 et suivantes;

MOD de la NERC. UC soumet qu'il serait judicieux d'attendre pour l'adoption de ces calculs de capacité que la démonstration de leurs conformité et concordance avec les MOD de la NERC puisse être présentée.

L'expert Philip Raphals a souligné plusieurs incohérences dans le texte de l'Appendice C-1 proposé par le Transporteur, dont notamment les suivantes :

- Incohérence entre la définition du TRM (« quantifier les imprécisions associées au calcul des capacités de transfert anticipées ... dues à la variabilité de certains paramètres ... [dont] la charge en réseau, la température »)⁵⁵ etc. Or, la méthodologie de calcul présentée à la section ii) ne tient compte d'aucun de ces facteurs.
- Ambiguïté, voire circularité, dans les méthodes de calcul de TTC et de TRM⁵⁶.

Il s'agit évidemment d'un texte qui combine de façon peu élégante des paragraphes du *pro forma* de la FERC avec d'autres qui, de façon ambiguë et circulaire, mènent au résultat voulu, soit de fixer l'ATC au niveau des réseaux voisins.⁵⁷

UC souligne également que la réduction d'un ATC du Transporteur, découlant de ses propositions aura pour effet de réduire les revenus des ventes fermes, ou à tout le moins de rendre incertains les revenus du Transporteur.⁵⁸ Ces conséquences auront un impact économique négatif certain sur la charge locale.

Or il a été établi en contre interrogatoire que bien que l'ATC de la Nouvelle Angleterre soit de beaucoup inférieur à celui du Québec, le Transporteur n'a jamais eu de problème à desservir ses clients selon les contrats convenus.⁵⁹

UC soumet qu'il serait économiquement désavantageux pour la charge locale, d'adopter les modifications au calcul de l'ATC proposées par le Transporteur.

L'expert Raphals a également soulevé le fait que, entre le moment où le Transporteur a proposé son Appendice C-1 et les audiences, la FERC a endossé les normes de fiabilité MOD de la NERC, et les a ainsi indirectement incorporées dans les Ordonnances. Le Transporteur répond qu'il n'a pas à tenir compte de ces normes avant qu'elles ne soient adoptées par le Contrôleur de mouvements d'énergie du Québec.

Pourtant, le Transporteur affirme que son Appendice C-1 est déjà en conformité avec les normes MOD, mais aucune preuve n'a été présentée à l'appui de cette affirmation.

⁵⁵ REF

⁵⁶ N.S. Vol.15, 16 février 2011 pages 108-109.

⁵⁷ N.S. Vol.15, 16 février 2011 pages 106 et suivantes;

⁵⁸ N.S. Vol. 12, 11 février 2011, pages 120 à 122;

⁵⁹ N.S. Vol. 12, 11 février 2011, pages 111 et 112;

L'expert Raphals souligne qu'il serait plus approprié de démontrer clairement cette concordance et, au besoin, faire les ajustements nécessaires avant d'adopter l'Appendice C-1, ce qui est par ailleurs la solution adoptée par la BCTC⁶⁰.

UC demande à la Régie de retenir les conclusions de l'expert Raphals soit de refuser l'ajout de l'Appendice C-1 tel que proposé par le Transporteur et de lui demander de soumettre une nouvelle version plus claire et moins ambiguë qui soit en conformité avec les normes de fiabilité de la NERC.

7. Cession ou revente de capacité (articles 23.1-23.3)

Ce sujet a été traité par le RNCREQ dans son argumentation UC fait siennes l'argumentation et les conclusions du RNCREQ sur ce sujet.

8. Processus de planification des installations de Transport (appendice K)

Le Transporteur a décidé de ne pas inclure un appendice K à ses *Tarifs et conditions*.

UC est en désaccord avec la décision du Transporteur. En effet pour UC il est essentiel d'inclure à tout le moins l'équivalent d'un Attachement K dans le *Tarifs et conditions* du Transporteur, non pas parce que la FERC l'exige, ni pour répondre aux exigences de réciprocité, mais parce que son inclusion permettrait une meilleure gestion du réseau de transport. Cela est vrai tant sur le plan économique (en réduisant les coûts à être supportés par la charge locale) qu'environnemental (en s'assurant que des nouvelles lignes ne soient pas construites lorsque d'autres solutions existent), qu'en termes d'équité pour tous les utilisateurs du réseau.

Le témoignage de M. Raphals est éloquent sur l'importance qu'il confère à l'appendice K. Ses opinions et ses recommandations sont résumées lors de sa présentation du 16 février 2011⁶¹.

Il précise que les paragraphes 422 à 425 de l'ordonnance 890 de la FERC indiquent clairement les préoccupations de la FERC par rapport à la nécessité que les transporteurs mettent en place un processus de planification ouvert et transparent.⁶²

Le but principal de ces dispositions est de limiter les opportunités de discrimination induite.⁶³ Il soumet que, même en l'absence de problèmes de congestion aigue et de sous investissements, réalité américaine, la FERC aurait maintenu la demande d'un appendice K puisque sa justification fondamentale est de limiter les opportunités de

⁶⁰ N.S. Vol.15, 16 février 2011 page 110.

⁶¹ NS, Vol 15, 16 février 2011, pages 11 à 53.

⁶² NS, Vol 15, 16 février 2011, page 11;

⁶³ NS, Vol 15, 16 février 2011, pages 12;

discrimination induite et de s'assurer qu'un service de transport comparable est offert à tous les utilisateurs.⁶⁴

Finalement il répond⁶⁵ aux témoignages du Transporteur et de M. Judah Roses qui soutiennent que le Transporteur offre déjà un équivalent fonctionnel à l'Attachement K⁶⁶ et que les préoccupations que la FERC cherche à solutionner par cet appendice n'existent pas au Québec.

En effet l'expert Judah Rose, dont les services ont été retenus par le Transporteur, indique dans son témoignage que le contexte Québécois répond déjà aux exigences de la FERC relativement au contenu demandé à cet appendice. Dans son témoignage écrit il cite diverses instances et procédures qui prennent place au Québec et répondraient selon lui aux exigences de la FERC.

Il mentionne que suite à la rédaction de son rapport il a confirmé son affirmation à l'effet que : *«Attachement K requirements already appear it have been met at least in part by virtue of the openness to participation...»*⁶⁷ en recevant entre autres des informations complémentaires dont il dit : *«I wanted to verify that there was an appeal process vis-à-vis decisions of the Régie, and as I understand it, there is an appeal process»*⁶⁸

UC souligne que cette affirmation démontre une connaissance bien limitée de la situation Québécoise puisque que en vertu de l'article 40 de la LRE : *«les décisions rendues par la Régie sont sans appel»*.

Il liste entre autres, à titre d'équivalence, les commissions parlementaires et les audiences en vertu de l'article 73 de la LRE, les audiences tarifaires et celles du BAPE. Selon lui cet ensemble de «procédures» ferait que le Transporteur respecterait les exigences de l'appendice K, mais il admet ne pas être au courant du contenu ou déroulement de ces commissions parlementaires ou des audiences en vertu de l'article 73 de la LRE. Il n'a jamais pris part ou assisté à ces événements. Il n'y a pas assisté ni vérifié le contenu des preuves soumises lors de ces commissions ou audiences, il n'a également jamais assisté à un dossier tarifaire, pas plus qu'il n'a participé ou vérifié le contenu d'une audience du BAPE.

Étant donné l'absence quasi-totale de connaissance ou d'expérience concrète de M. Rose sur le régime réglementaire au Québec, UC soumet que ses opinions à l'égard des processus québécois n'ont pas de valeur probante et ne peuvent être prises en

⁶⁴ NS, Vol 15, 16 février 2011, pages 13 et 14;

⁶⁵ N.S. Vol 15, 16 février 2011 aux pages 21 et suivantes;

⁶⁶ N.S. Vol 4, 21 octobre 2010, page 63 et page 186;

⁶⁷ Rapport de M. Judah Rose page 12 et N.S. vol 4, 21 octobre 2010, page 24;

⁶⁸ N.S. Vol 4, 21 octobre 2011, pages 26 et 27;

considération, notamment lorsque comparées à celles de M. Raphals, un expert avec presque deux décennies d'expérience dans le contexte énergétique du Québec.

UC soumet que la Régie devrait ordonner au Transporteur d'adopter un appendice K tel que le recommande l'expert Raphals.

Par ailleurs, M. Raphals a bien exprimé dans sa preuve et dans son témoignage en audience que la perspective de la FERC lorsqu'elle exige des transporteurs qu'ils adoptent un processus de planification ouvert et transparent, via l'adoption d'un appendice K, est de limiter les opportunités pour une discrimination indue.⁶⁹ Or, ce but est important au Québec où il faut non seulement limiter les opportunités de discrimination indue mais également l'apparence de discrimination considérant entre autres les liens entre le Transporteur et le Producteur.

Bien que le règlement des problèmes de congestion et de sous investissements fait parti des buts visés par la FERC, l'expert Raphals souligne (tel que mentionné par l'expert Judah Rose), qu'il ne faut pas ignorer que la justification fondamentale de l'exigence de l'Attachement K est « *to limit the opportunities for undue discrimination and to ensure that comparable transmission service is provided by all utility providers* »⁷⁰

Pour l'expert Raphals, de même que pour l'expert Rose, le processus prévu à l'Attachement K fait partie des exigences de réciprocité et, de plus, un tel processus serait d'intérêt pour le Québec.

M. Raphals souligne toutefois que si, comme le soutient le Transporteur, les processus qui existent au Québec constituent un équivalent fonctionnel des exigences décrites par la FERC pour l'Attachement K, pourquoi ne pas les décrire dans le cadre d'un appendice K, ce qui réduirait le risque pour le MBRA d'HQUS lorsque celui-ci sera appelé à justifier devant la FERC toute divergence entre les Tarifs et conditions d'HQT et le *pro forma tariff*.

UC souligne que si la Régie était d'avis que les processus existants au Québec tel que décrits par le Transporteur et l'expert Rose répondent aux exigences de la FERC relativement à l'Attachement K elle devrait demander au Transporteur de les décrire dans le cadre d'un appendice K et ce dans l'intérêt du Québec.

Nonobstant ce qui précède UC est d'avis que les processus existants au Québec ne répondent pas aux exigences visées par la FERC dans le cadre de l'Attachement K, et qu'il serait dans l'intérêt du Québec et des utilisateurs du réseau de Transport au Québec d'inclure dans les *Tarifs et conditions* du Transporteur de telle exigences

⁶⁹ N.S. Vol. 15, 16 février 2011, pages 11 et 12;

⁷⁰ N.S. Vol. 15, 16 février 2011, pages 13 et 14;

puisque, tel que souligné par l'expert Raphals dans son témoignage écrit et dans son témoignage en audience⁷¹ :

*«Mais on ne peut pas dire qu'il y a un examen de la planification. On ne peut certainement pas dire qu'il y a -a coordinated, open and transparent planning process- qui implique les clients et d'autres parties intéressées pour en discuter le fond du plan, le contenu du plan.»*⁷²

M. Raphals précise en effet que, bien que la FERC liste neuf (9) éléments devant être inclus dans l'attachement K, les trois ((3) premiers sont fondamentaux soit : «coordination, openness and transparency» et ne seraient pas négociables⁷³. Or ces trois éléments ne sont pas couverts par les processus existants au Québec puisqu'il n'y a pas de processus qui : « . . . provides for the timely and meaningful input and participation of customers and other stakeholders and allows them to participate in the early stages of development »⁷⁴, tel que le souligne M. Raphals «il n'y a pas, à ma connaissance, des rencontres régulières impliquant les clients et d'autres parties intéressées pour présenter et discuter le développement du plan, comme l'exige le principe de openness . »⁷⁵

Et finalement en ce qui concerne le principe de transparence il précise :

*«à ma connaissance, il n'y a pas un forum où régulièrement le Transporteur divulgue à ses clients, à d'autres parties intéressées, comme mes clients par exemple, les critères de base, les hypothèses et les données qui sous-tendent la planification du système de transport pour leur permettre de répliquer des études.»*⁷⁶ et il continue en précisant que «Les plans d'évolution du réseau qui ont été déposés, dans les dossiers Anne-Hébert et Beauceville que j'ai vus avec une entente de confidentialité, donnent une vision très claire et très intéressante de comment le Transporteur voit l'évolution de ces parties du réseau. Et c'est beaucoup plus d'information que ce qui aurait été divulguée dans le passé. Et j'applaudis ces efforts-là et j'espère qu'ils vont continuer. Mais c'est beaucoup moins que ce que demande la FERC mais c'est quand même un début.»⁷⁷

«Je crois qu'il y a beaucoup de bénéfices de différentes sortes qui suivent - à part les bénéfices que propose la FERC sur la comparabilité - qui découleraient d'une ouverture et d'un processus de planification beaucoup plus ouvert. Ça permettrait, d'une part, une plus grande compréhension de la population, de la société civile, et bien sûr des clients, de ce qui s'en vient et pourquoi il s'en vient. Je pense que ça amènerait aussi à une plus grande acceptation de ce qui s'en vient.

⁷¹ N.S. 16 février 2011, Vol 15, pages 24 et suivantes

⁷² N.S. 16 février 2011, Vol 15, page 28;

⁷³ N.S. 16 février 2011, Vol 15, pages 40 à 42;

⁷⁴ N.S. 16 février 2011, Vol 15, pages 44 et 45;

⁷⁵ N.S. 16 février 2011, Vol 15, page 46;

⁷⁶ N.S. 16 février 2011, Vol 15, page 48;

⁷⁷ N.S. 16 février 2011, Vol 15, page 50;

Dans la mesure où on comprend qu'il y a un besoin et que ce qui est proposé est le meilleur des choix, il n'y a pas vraiment d'autres choix importants, raisonnables, alors ça devient beaucoup plus facile à avaler. Et il y a aussi la question des solutions non-transport au problème de fiabilité qui, nous avons encore une fois souligné il y a 10 ans, qui est maintenant soulevé par la FERC, et qui demeure je crois quelque chose qui tombe entre deux chaises dans la situation actuelle.»⁷⁸

Or, tous ces principes et solutions concernent directement la situation au Québec et auraient un impact bénéfique. L'expert Raphals conclut :

«Et pour toutes ces raisons, je recommande à la Régie de demander à Hydro-Québec de produire une proposition d'Attachement K dont le contenu pourrait être débattu dans une prochaine audience . »⁷⁹

L'expert Raphals précise clairement dans sa réponse à la question du Président de la formation⁸⁰ qu'un processus de planification, tel que celui prévu à l'Attachement K, serait bénéfique pour le Québec non pas parce que la FERC l'exige, mais parce que cela améliorerait concrètement le régime réglementaire du Québec et serait dans l'intérêt public et soumet l'exemple de la Colombie Britannique.

Le Transporteur continue de soutenir qu'un appendice K n'a pas été déposée en Colombie Britannique⁸¹. Dans les faits, tel que clairement expliqué par l'expert Raphals, cette appendice a non seulement été déposée auprès de son régulateur la BCUC mais a également été dûment approuvée par celui-ci. Subséquemment, BCH a demandé un délai additionnel avant sa mise en œuvre, pour permettre l'intégration de ce processus de planification avec la Planification intégrée de ressources, requise par la nouvelle législation. (à cet effet nous soulignons que le Transporteur cite erronément le témoignage de M. Raphals 392 à 394 de son argumentation en ce qu'il travesti le contexte et contenu du témoignage)

Rappelons que M. Raphals a traité de l'Attachement K en détail dans sa preuve écrite (section 9.6 et Annexe 4). Sa démonstration établit qu'il est tout à fait possible d'adapter l'Attachement K de la FERC au contexte canadien à celui du Québec.

UC soumet que le texte de l'Appendice K de la Colombie Britannique est un exemple pertinent et que la Régie devrait indiquer au Transporteur d'en tenir compte dans l'élaboration d'une proposition d'Appendice K pour le Québec.

⁷⁸ N.S. 16 février 2011, Vol 15, pages 50 et 51;

⁷⁹ N.S. 16 février 2011, Vol 15, pages 53 et 54;

⁸⁰ N.S. Vol. 17, 18 février 2011, page 200 et 201;

⁸¹ Argumentation écrite du Transporteur, Planification paragraphe 394;.

UC demande à la Régie de reconnaître l'importance pour le Québec que les Tarifs et conditions soient assortis d'un processus de planification de la nature de celui qui est requis par la FERC à son Attachement K et

UC demande à la Régie d'ordonner au Transporteur de préparer une proposition d'appendice K qui pourra être débattue dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

9. Écart de réception et de livraison (article 3, annexes 4 et 5)

Ce sujet a été traité par le RNCREQ dans son argumentation UC fait siennes l'argumentation et les conclusions du RNCREQ sur ce sujet.

10. Autres services complémentaires (Annexes 2, 3, 6 et 7)

Ce sujet a été traité par le RNCREQ dans son argumentation UC fait siennes l'argumentation et les conclusions du RNCREQ sur ce sujet.

11. Priorité de renouvellement

L'expert Philip Raphals a recommandé d'approuver la modification qui stipule que les droits de renouvellement appartiendraient au client qui ont des contrats d'une durée d'au moins 5 ans (plutôt que un an).

UC appuie cette recommandation de son expert et demande à la Régie de la retenir. UC ne se prononce pas sur les autres modifications demandées pour l'article 2.2 des tarifs.

12. Désignation des ressources en réseau, justification et suppression

UC désire avant tout rappeler que les articles existants relatifs à la désignation des ressources datent de l'époque où Hydro Québec a procédé à l'adoption en 1997, du règlement 659, qui fut adopté mot à mot à partir du *Pro Forma* de la FERC. Or à cette époque Hydro-Québec était une compagnie intégrée et la séparation fonctionnelle qui existe maintenant entre les divisions HQ Production et HQ Distribution n'était toujours pas en place. Celle-ci fut mise en place en juin 2000 (loi 116).

Au moment des audiences qui se sont déroulées dans le cadre du dossier R-3401-98, certains commentaires avaient été faits par les experts du RNCREQ sur ce sujet mais il n'en a pas été traité directement dans la décision D-2002-95. Dans ce dossier, la Régie ne s'est pas prononcée à savoir si les principes sous-jacents à l'utilisation aux États Unis des procédures de désignation de ressources telles que la FERC les avaient établies, étaient opportunes pour le Québec.

UC constate que la Régie n'a jamais statué sur les principes sous jacents à la désignation des ressources et leur application au Québec.

UC soumet qu'un tel examen serait utile, nécessaire et devrait être tenu; elle recommande à la Régie de le faire avant de procéder à l'adoption d'amendements aux articles concernant la désignation des ressources.

Ceci étant dit, si la Régie ne juge pas utile de retenir la recommandation de UC de tenir cet examen sur l'utilité pour le Québec des articles sur la désignation des ressources tels que rédigés aux *Tarifs et Conditions* du Transporteur et inspirés directement de la FERC, UC soumet que les modifications proposées par le Transporteur demeurent inadéquates et inacceptables dans le contexte québécois et demande à la Régie de les refuser.

Le Transporteur propose l'adoption de diverses modifications aux articles des *Tarifs et conditions* traitant de la désignation des ressources afin de les harmoniser avec les nouvelles ordonnances de la FERC.

UC souligne qu'avant d'adopter de telles modifications il faut non seulement bien comprendre pourquoi ces exigences ont été mises en place par la FERC et examiner leur bien fondé dans le contexte québécois, mais également examiner la pertinence des articles eux-mêmes dans le contexte québécois.

1. Lien entre ATC et désignation des ressources

Sur ce sujet, lors de son témoignage en audience, l'expert M. Philip Raphals pose la question : «Pourquoi toutes ces dispositions?»⁸² Il explique alors le lien étroit qui existe entre ces règles et le calcul de l'ATC :

«Avec la désignation d'une ressource, une capacité de transfert est réservée pour le client en ressources intégrées, le network customer. Et aussi longtemps qu'elle est réservée pour le client en réseau intégré, (...), cette capacité n'est pas disponible pour les autres clients. Alors, permettre la désignation des ressources au-delà des véritables besoins du client en réseau intégré a l'effet de réduire les ATC pour les autres clients du réseau, et donc a des effets anticompetitifs.»⁸³

Contrairement à ce qui se fait au Québec aux Etats-Unis, où la FERC exerce sa juridiction, les chemins internes sont généralement affichés sur OASIS avec un ATC, ils sont donc disponibles pour utilisation par des tiers. La FERC exige les désignations pour ne pas fausser les calculs des ATC et ne pas restreindre l'accès aux réseaux⁸⁴. Or il n'y a pas

⁸² N.S. 15 février 2011, Vol 14, page 252;

⁸³ N.S. 15 février 2011, Vol 14, page 254;

⁸⁴ N.S. 15 février 2011, Vol 14, page 256;

d'ATC au Québec pour les chemins internes. Le Transporteur affirme d'ailleurs que ces chemins ne souffrent pas de congestion.

La désignation, la dé désignation et la suppression temporaire de ressources sont des éléments essentiels dans le contexte américain pour éviter la discrimination induite, et afin que tous soient informés des priorités et disponibilités sur les divers chemins de transport.

Au Québec, ces conditions de marchés n'existent pas. La totalité ou presque des ressources désignées sont à l'intérieur de nos frontières (exception faite de Churchill et des interconnexions). Les chemins internes ne sont pas affichés sur OASIS.

Soulignons finalement qu'au Québec, c'est le Distributeur (qui n'est pas le propriétaire des centrales) qui, selon la proposition du Transporteur, doit faire l'attestation de désignation et de désignation mais c'est le Producteur qui gère les centrales et qui est le seul qui peut savoir, à un moment donné, si il a fait ou fera une vente ferme. Le Distributeur n'a aucun contrôle sur les ventes du Producteur qui lui n'a aucune obligation de les lui déclarer. Il est donc d'autant plus illogique d'imposer une obligation de désignation au Distributeur.

Quant à la possibilité que le Québec opère selon les principes d'une vente système (system sale, slice of system) soulevée par les témoins du Transporteur⁸⁵, l'expert Raphals exclut cette possibilité pour la raison suivante : pour que cette solution soit acceptable pour la FERC, le tiers acheteur doit être situé sur le même réseau de transport que celui qui bénéficie de la ressource désignée⁸⁶. Or si HQP fait une vente, *slice of system*, à partir d'une ressource désignée du Distributeur, celle-ci sera nécessairement faite pour l'extérieur du Québec (i.e. un tiers acquéreur autre que le Distributeur donc sur un autre réseau de transport)

L'expert Raphals souligne également qu'il apparaît que les ressources désignées excèderaient celles qui sont réellement utilisées pour desservir la charge locale, ce qui serait inacceptable aux USA. Les ressources désignées ne peuvent donc être utiles pour le calcul des besoins de la charge locale. Il souligne dans son rapport puis, dans sa présentation, qu'à sa connaissance et selon sa compréhension :

«l'ensemble des centrales d'HQ Production sont désignées, en plus les interconnexions sont désignées et en plus le contrat patrimonial est désigné, il semble évident que les désignations excèdent l'utilisation, la consommation de la charge locale et donc que l'application rigoureuse de cette disposition n'a pas été... n'a pas été assurée.»⁸⁷

⁸⁵ N.S. Vol. 10, 9 février 2011, pages 43 et 44;

⁸⁶ N.S. 15 février 2011, Vol 14, page 251;

⁸⁷ N.S. 15 février 2011, Vol 14, page 249;

Dans sa preuve, le Transporteur n'a offert aucune justification pour appuyer les modifications qu'il propose, outre les justifications énoncées par la FERC et le besoin de se conformer (harmoniser) à l'ordonnance 890, ce qui ne tient aucunement compte de la réalité québécoise.

Lorsque questionné sur les conséquences de la désignation et la dé désignation des ressources, le Transporteur confirme finalement que cela ne contribuera pas à dégager les interconnexions, ou diminuer la congestion :

«Q...mes questions font référence à la situation à l'interne au Québec, de désigner et dé désigner une ressource au Québec qui alimente la charge au Québec, est-ce que ça aide à dégager les interconnexions?

R. Je ne peux pas... je ne veux pas nécessairement faire tous les cas de figure mais vraisemblablement, non.

Q.83 Donc, est-ce que je me trompe si je vous suggère que la désignation et la dé-désignation de ressources situées au Québec pour la charge locale ne va pas affecter la congestion au Québec ou s'il y en avait?

R. Bien, il n'y a pas de congestion à l'interne sur le réseau au Québec, d'une part. Votre ligne de questions est dans l'hypothèse où FERC a demandé ces modifications-là seulement en réponse à la question de la congestion des réseaux. Et on l'a évoqué tout à l'heure, FERC a toujours un ensemble de motifs. C'est vrai qu'elle cherche souvent des façons de décongestionner les réseaux qui est une problématique assez criante aux États-Unis. Mais d'autre part, elle poursuit aussi d'autres objectifs. Alors, la suppression de désignation ou dé-désignation, désignation, c'est possible que FERC ait aussi eu d'autres objectifs en tête que simplement celui de réduire la congestion.»⁸⁸

Le Transporteur reconnaît dans la réponse ci-dessus l'importance pour la FERC d'adopter des mesures qui permettent de décongestionner et, bien qu'il souligne la possibilité que la suppression de désignation ait d'autre objectifs, aucun autre objectif de la FERC, qui puisse être valable au Québec sur le sujet de la désignation, dé désignation et suppression de désignation n'a été offert en preuve par le Transporteur.

2. Respect des dispositions existantes, et obligations du Transporteur

Il appert clairement de la preuve au dossier que le Transporteur n'assume aucune responsabilité, n'exerce aucun contrôle et n'effectue aucune vérification relativement au processus de la désignation des ressources.⁸⁹ C'est le cas actuellement et ce serait également le cas en vertu des amendements proposés.

⁸⁸ N.S. Vol 10, 9 février 2011 pages 58 à 60;

⁸⁹ N.S. Vol 10, 9 février 2011 pages 51 et 52;

Le Transporteur n'a donc fait et ne fera aucune vérification à savoir si les articles existants ont été respectés et si par exemple le Producteur aurait effectué des ventes fermes à partir des ressources désignées du Distributeur. Il ne peut même pas dire si le Producteur fait ou a fait des ventes fermes.

«Q. Bien, êtes-vous d'accord avec moi que le Producteur a des contrats de ventes fermes avec les États-Unis?

R. Je ne... Non, je n'ai pas...

(...)

Donc, je disais je n'ai pas accès aux contrats du Producteur. Je ne suis pas en mesure d'affirmer qu'il a des contrats de ventes fermes avec qui que ce soit.»⁹⁰

L'expert Raphals indique quant à lui, qu'il est logique de présumer que le Producteur a fait des ventes fermes au cours des 10 dernières années :

«Je n'ai pas de preuve qu'HQP fait des ventes non interruptibles. il n'y a pas de preuve dans le dossier, de ma connaissance, si elles ont été faites, mais il me semble raisonnable de présumer que de temps en temps, dans les derniers 10 ans, qu'il y a eu des ventes d'électricité non interruptible.»⁹¹

Le procureur du Transporteur a, en contre interrogatoire, dédié une bonne partie du temps d'audience afin d'insister pour que UC et le RNCREQ se prononcent directement sur les «allégations» faite par l'expert Raphals tant dans sa preuve écrite que lors de son témoignage oral, à l'effet que dans le passé il y aurait eu non respect des dispositions des *Tarifs et conditions* relativement à la prohibition d'effectuer des ventes fermes à partir des centrales désignées.

À cet effet, UC maintient, ce qu'elle a exprimé dans le cadre de l'engagement N2 à savoir :

«si elle affirme et est d'avis que :

1. Hydro-Québec a fait des ventes fermes à partir de ses centrales qui sont toutes désignées ;
2. Les Tarifs et conditions n'ont jamais été respectés au sens où cette expression apparaît au bas de la page 35 de 92 du rapport de M. Raphals ;
3. En se référant à la page 36 de 92 du rapport de M. Raphals, que les Tarifs et conditions n'ont pas été respectés dans le passé.

Réponses

1. En réponse à la première question, UC ne peut ni confirmer ni infirmer l'observation faite par son expert dans sa preuve révisée du 23 septembre 2010 à l'effet que : «Il semble évident que, au fil des ans, Hydro-Québec a fait des ventes fermes à partir de ses centrales, qui sont toutes désignées» . UC considère néanmoins que son témoin-expert

⁹⁰ N.S. Vol 10, 9 février 2011 pages 34 et 35;

⁹¹ N.S. Vol 14, 15 février 2011 page 249;

a une connaissance des faits sur lesquels il fonde cette affirmation. Conséquemment, UC ne remet pas en doute cette affirmation de son expert d'autant plus qu'aucune preuve à l'effet contraire n'a été offerte par le Transporteur. De plus, considérant qu'Hydro Québec Production effectue des ventes fermes à l'extérieur du Québec, et considérant l'ampleur des ressources désignées du Distributeur, UC doute qu'Hydro-Québec ait pu effectuer des ventes fermes sans avoir recours, en quelque occasion, aux Ressources désignées du Distributeur.

2. Compte tenu de la réponse à la question précédente et considérant les exigences imposées par les articles 38.1 et 38.5 des *Tarifs et conditions* telles qu'elles nous ont été décrites par notre témoin expert, il nous apparaît très improbable que les ventes fermes (non interruptibles) auprès de tiers aient pu être effectuées par Hydro-Québec tout en respectant dans tous les cas l'esprit des dispositions des *Tarifs et conditions* de transport. Cependant, UC n'affirme pas que ces dispositions n'auraient jamais été respectées.

3. Voir la réponse à la question précédente. »

UC constate que le Transporteur qui, tel que mentionné plus avant, a dit ignorer si le Producteur avait fait des ventes fermes, n'a aucunement contredit les affirmations de M. Raphals, ni offert quelque preuve documentée à l'effet qu'il n'y a pas eu de ventes fermes à partir des ressources désignées et que le tarif a été respecté. Il ne s'est pas non plus prévalu de son droit de faire une contre preuve sur ce point.

UC soumet donc respectueusement, considérant l'affirmation non contredite de M. Raphals dont l'expertise a été reconnue, qu'il est raisonnable de présumer qu'Hydro-Québec Production a fait des ventes fermes dans le passé et que, étant donné que la totalité ou quasi-totalité des centrales d'Hydro Québec sont désignées, il est raisonnable et logique de croire que la prohibition relative à des ventes fermes à partir de ressources désignées n'aurait pas été respectée par le passé.

UC soumet que la Régie devrait prendre en considération et accepter le bien fondé de cette prémisse que les modifications demandées par le Transporteur ne règlent pas. Au contraire, les modifications demandées ne pourront que rendre le contexte encore plus confus et difficile d'application.

Le témoignage de M. Raphals, expert crédible, est la seule preuve au dossier sur ce point. Ses conclusions sont appuyées par le simple examen de la liste des ressources désignées⁹² et la liste des suppressions depuis 2001⁹³. On y constate en effet que la totalité ou quasi-totalité des centrales de HQ Production sont désignées sans compter les interconnexions etc.

Quant aux ventes fermes de HQ Production, les rapports du NPCC en attestent clairement. Bien que ces rapports ne soient pas en preuve, UC soumet que ce sont des documents publics auxquels il est aisé d'avoir accès, dont la Régie doit avoir

⁹² Pièce HQT-8 document 6.2;

⁹³ Pièce HQT-29 document 6.2;

connaissance et auxquels elle peut se référer à titre d'organisme de régulation si elle les jugent pertinents à sa décision.

Dès l'Ord. 888-B, la FERC a clarifié que lorsqu'un client de réseau intégré désire faire une vente ferme à partir d'une ressource désignée, il peut terminer la désignation et re désigner la ressource lorsque la vente ferme est terminée⁹⁴. À plusieurs reprises, la FERC a précisé que ces dispositions signifient que la vente aux tiers à partir des ressources désignées n'est permise que lorsque cette vente peut être interrompue afin de desservir la charge désignée⁹⁵. Un examen de chaque contrat du Producteur devrait donc être fait par le Distributeur afin que celui-ci s'assure du type de vente effectuée. De plus, afin de « clarifier » l'art. 30.4, la FERC a ajouté, dans l'Ord. 890, une nouvelle définition des Ventes Non-Fermes à l'art. 1 du pro forma. Selon cette définition, une vente non ferme en est une où la réception ou la livraison peuvent être interrompues « pour n'importe quelle raison, ou pour aucune raison », sans pénalité.

1.29 Non-Firm Sale: An energy sale for which receipt or delivery may be interrupted for any reason or no reason, without liability on the part of either the buyer or seller.

Pour des raisons que le Transporteur n'a pas expliquées, il ne propose pas d'ajouter cette définition à ses Tarifs et conditions. Toutefois, étant donné que la FERC a qualifié cette définition comme une clarification plutôt que comme une modification, il est approprié d'y faire appel pour interpréter le pro forma issu de l'Ord. 888, et donc les *Tarifs et conditions* du Transporteur⁹⁶ qui s'en inspirent.

Par ailleurs, dans l'Ord. 890-B, la FERC a clarifié la portée de la définition des ventes non fermes, à l'égard des marchés Day-Ahead. Elle précise que les ventes dans les marchés Day Ahead ne sont pas des Ventes non fermes aux fins des dispositions concernant la désignation des ressources⁹⁷.

238. ... TAPS contends that the obligation of a seller to pay the real-time LMP if it fails to deliver in response to bids in a day-ahead market may be negligible and, therefore, such sales should be considered non-firm for purposes of the network resource rules. While that obligation may be minimal in some circumstances, it may be substantial in others, particularly during conditions when sellers are most likely to want or need to recall such power. The sales that TAPS argues are non-firm enough to be made from a network resource do have financial implications, potentially creating disincentives to interrupt delivery if capacity is actually needed for native or network load, even though ATC may be have otherwise been set aside for that use.

⁹⁴ Voir Order 890, page 907, para. 1535.

⁹⁵ Par exemple, Order 890-A, p. 491, para. 933-934 ; Ord. 890-B, pp. 137-138, para. 234.

⁹⁶ Dans sa décision D-2010-160 (EBMI), la Régie a suivi des interprétations de la FERC à l'égard des articles empruntés de celle-ci.

⁹⁷ Order 890-B, pp. 140 à 141, , para. 238 à 239.

239. ... Upon further consideration, we conclude that such sales [sales in a Day-Ahead Market] do not fall within the definition of Non-Firm Sales because they do not permit interruption for any or no reason, as required by the definition. We therefore grant rehearing of the determination that such sales fall within the definition of Non-Firm Sales. (nos soulignés)

Autrement dit, la FERC considère que les ventes dans un marché Day-Ahead sont des ventes fermes, aux fins de l'interprétation de l'art. 30.1 du *pro forma*, parce que le choix de ne pas livrer des quantités offertes dans ces marchés a des conséquences financières, pouvant créer des incitatifs de ne pas faire de telles livraisons, même si les capacités sont requises pour la desserte de la charge en réseau ou de la charge locale. En l'absence d'un énoncé contraire de la Régie, il est donc raisonnable de présumer que celle-ci appliquerait cette même logique en interprétant l'art. 38.1.

Il est de connaissance commune qu'Hydro-Québec est active dans les marchés Day Ahead, comme le démontre par exemple l'utilisation des prix de ce marché dans l'entente-cadre⁹⁸. Ce fait a été confirmé par HQ Production dans la preuve qu'il a déposé devant la FERC dans le dossier EL07-67-000. Il est donc raisonnable de conclure qu'Hydro-Québec effectue des ventes fermes (non interruptibles), dans le sens où la FERC interprète ce terme à l'égard de la désignation de ressources.

3. Obligations du Distributeur vs accès à l'information

Le Transporteur propose des modifications dont le respect, selon l'expert Raphals, rendront ces dispositions encore plus contraignantes pour le Distributeur.

Les témoins du Transporteur confirment cette opinion de l'expert en contre-interrogatoire :

«Q.55 Mais le texte, tel qu'il est là, impose un fardeau important au distributeur et au Producteur pour toutes les centrales qui sont sur HQT-8, Document 6.2?

R. Bien, elle impose certainement des contraintes supplémentaires. Par contre, des ventes fermes à des tiers je ne sais pas combien il s'en fait, je ne sais pas de quelle nature il y en a, je ne sais pas le nombre qu'il y en a.»⁹⁹

Le Distributeur aura donc l'obligation de s'informer si, quand et de quelles centrales le Producteur fait ou fera une vente ferme, afin de pouvoir désigner cette ou ces centrales :

«Et avec les nouvelles règles, chaque fois que HQP va vouloir faire une vente ferme aux États-Unis, il va devoir demander au distributeur de désigner temporairement une centrale à l'avenir?

⁹⁸ Voir par exemple R-3689, HQD-1, doc. 1, art. 7.1.

⁹⁹ N.S. Vol 10, 9 février 2011, page 33;

R. Vous avez bien dit vente ferme?

Q.74 Voilà. 24

R. Oui. »¹⁰⁰

Pourtant en contre interrogatoire il a été établi que c'est le Producteur et non le Distributeur qui fournit au Transporteur l'ordre de priorité dans lequel il préfère que ses centrales soient utilisées pour fournir le Distributeur¹⁰¹ ou pour faire ses autres ventes. Le Transporteur témoigne de plus à l'effet que celui qui va donner l'avis de suppression, en l'instance le Distributeur selon la proposition du Transporteur, va devoir «*connaître les détails pour que son avis de suppression reflète la nature réelle du contrat*». ¹⁰²

Ceci signifie que dans le cas d'une vente ferme par le Producteur à des tiers, le Distributeur devra connaître la nature et les termes du contrat (que le Producteur aurait convenu avec un tiers pour faire une vente ferme). Cette situation appert illogique à UC et impose un fardeau irréaliste au Distributeur. Fardeau dont le Transporteur se dégage complètement, puisqu'il indique ne pas avoir à vérifier les contrats et précise de plus que :

«*l'attestation est prise pour avérée témoignant d'un acte unilatéral de celui qui l'envoie et non d'une demande et, en conséquence, donc l'attestation est acceptée sans vérification, ni discrétion de la part du Transporteur*»¹⁰³

UC soumet que le Producteur, bien qu'il ne soit pas réglementé par les décisions de la Régie, est un client du Transporteur et à ce titre est assujéti aux Tarifs et conditions du Transporteur lorsqu'il utilise les services de Transport. En conséquence, si ces *Tarifs et conditions* demandaient par exemple qu'il désigne ou dé désigne des ressources qu'il utilise pour desservir le Distributeur et/ou déclare ses contrats de ventes fermes de même que leurs conditions, il serait tenu de le faire.

Si le Transporteur n'a pas à obtenir copie ou vérifier les contrats, pourquoi le Distributeur serait-il mis dans une position où il devrait le faire alors que, c'est le Producteur qui détient l'information et qui décide quel type de vente il fera à un tiers et de laquelle de ses ressource elle proviendra? Hydro-Québec n'étant plus une entité intégrée, il appert problématique et contre productif dans le contexte de la séparation fonctionnelle qui existe présentement d'imposer une telle obligation au Distributeur et d'en soustraire complètement le Producteur.

UC soumet que si les principes de dé désignation et de suppression de ressources étaient maintenus par la Régie, celle-ci devrait indiquer au Transporteur que cette obligation doit être imposée au Producteur et autres utilisateurs du service de point à point susceptible de desservir la charge locale.

¹⁰⁰ N.S.vol 10, 9 février 2011, page 45;

¹⁰¹ N.S. Vol 10, 9 février page 33;

¹⁰² N.S. Vol 10, 9 février page 172 mais voir pages 170 et suivantes;

¹⁰³ N.S. Vol 10, 9 février,page 12;

Le Transporteur invoque le fait que la FERC n'impose pas aux transporteurs de vérifier les contrats d'approvisionnement, ce qui est vrai. Mais, il est important de réaliser que la FERC elle-même exerce une fonction de Compliance Audits et peut imposer de lourdes pénalités dans les cas de non compliance.¹⁰⁴

Dans un dossier récent, PacifiCorp a dû payer une amende de 10 millions \$ pour le non respect de son OATT constaté par la FERC¹⁰⁵, entres autres concernant la désignation des ressources.

Au Québec, la Régie n'exerce pas de telles fonctions de vérifications ponctuelles. Il n'y a aucun mécanisme de contrôle ou autorité qui vérifient le bien fondé des attestations fournies par le Distributeur (sur des faits sur lesquels ce dernier n'a ni contrôle ni connaissance directe)

Il s'agit évidemment d'une structure totalement artificielle et inadaptée à la séparation fonctionnelle mise en place il y a une décennie..

UC soumet que la Régie devrait refuser les amendements proposés par le Transporteur sur les sujets de la désignation, la dé désignation et la suppression de ressources, ceux-ci étant inadapté à la réalité québécoise, et n'étant soumis à aucun contrôle ou vérification;

13. Conclusions et recommandations

Introduction

UC et le RNCREQ soumettent que, de par les qualités et connaissances mentionnées ci-dessus, M. Philip Raphals est l'expert possédant le plus haut degré de crédibilité en ce qui concerne les sujets traités dans le présent dossier. UC et le RNCREQ demandent à la Régie de tenir compte de ces faits lorsqu'elle devra rendre une décision dans le cadre de sujets où il y a eu témoignages contradictoires.

UC et le RNCREQ soumettent qu'il sont les seuls, par la présente argumentation, à pouvoir affirmer de manière positive leurs positions et invitent la Régie considérer avec prudence les prétentions du Transporteur présentées lors de sa plaidoirie, relativement aux admissions, reconnaissances, acceptations et/ou à l'absence de contestations que l'expert, M. Raphals, aurait fait sur quelque point que ce soit.

¹⁰⁴ Voir annexe à la présente argumentation;

¹⁰⁵ Docket No. IN07-5-000, In re PacifiCorp Docket No. IN07-5-000, ORDER APPROVING STIPULATION AND CONSENT AGREEMENT (Issued January 18, 2007)

UC et le RNCREQ ne reprendront pas point par point les prétentions du Transporteur. Ils soulignent que la Régie a pris connaissance de la totalité de la preuve et des témoignages. Ils invitent la Régie à faire preuve de prudence et à ne pas prendre pour avérées les prétentions du Transporteur relativement à leurs positions dans ce dossier.

UC et le RNCREQ soulignent à la Régie que le reflet exact de leurs positions, conclusions et recommandations est contenu aux rapports de M. Raphals, dans son témoignage en audience et dans la présente argumentation.

Contexte réglementaire

UC soumet qu'une non harmonisation pourrait avoir des impacts sur les affiliés mais aucune sur le Transporteur dont les activités se situent strictement au Québec, où la FERC n'a aucune juridiction.

UC soumet que dans le cadre de la présente audience, la Régie n'a pas devant elle la preuve nécessaire pour statuer de façon définitive, sur la comparabilité du service de transport.

De plus, UC soumet que dans le cadre d'une audience de la FERC, il appartiendrait à cette dernière de juger de cette comparabilité en vertu de ses propres critères

UC soumet qu'en l'absence de représentations de la part des entités affiliées, et considérant l'absence de preuve quant aux impacts qu'elles pourraient subir, la Régie peut difficilement juger de l'importance de cet enjeu;

UC soumet que toutefois, les commentaires de l'expert Raphals à cet effet sont très pertinents : *«je pense qu'il serait un peu maladroit de prétendre que la question n'existe pas, surtout on peut imaginer d'ici quelques années des manchettes dans le journal que HQUS a perdu son statut devant la FERC et pourquoi? Alors, il faut, je pense, être conscient que ça dépend, d'une façon ou d'une autre, ou ça peut être affecté par la révision des Tarifs et conditions ici.»*¹⁰⁶ ;

UC soumet que si la Régie juge cet enjeu important elle devrait ordonner qu'une preuve soit faite par les entités concernées relativement à l'importance de conserver le MBRA et aux avantages ou inconvénients réels pour le Québec qu'une entité affiliée opère aux États-Unis avec ce MBRA lors d'une audience future;

UC soumet que la Régie peut difficilement considérant la preuve soumise par le Transporteur, se prononcer sur l'importance ou non pour le Québec que le Transporteur harmonise ses tarifs et conditions à ceux de la FERC dans le contexte où le but premier de cette harmonisation serait de permettre aux affiliés du Transporteur

¹⁰⁶ N.S. Vol 14, 15 février 2011, page 217;

de conserver leur Market Base Rate Authorization auprès de la FERC, puisque HQT et sa clientèle ne bénéficient pas de la réciprocité;¹⁰⁷;

UC soumet que la Régie n'a entendu aucune preuve qui lui permette de décider s'il est dans l'intérêt du Québec de maintenir les droits des affiliées du Transporteur de transiger selon le Market Base Rate aux USA et donc que les tarifs et conditions de services du Transporteur soient harmonisés avec les ordonnances et décisions de la FERC;

UC soumet qu'en conséquence la Régie devrait rejeter toute demande d'harmonisation à moins qu'il n'ait été clairement démontré qu'elle serait justifiée par les besoins de la clientèle et pour améliorer le service de transport au Québec

UC soumet que la Régie ne peut pas se prononcer sur la comparabilité du service de transport offert par le Transporteur aux tiers par rapport à son affilié HQT, considérant l'absence de démonstration probante à cet effet, de plus UC soumet que dans le cadre d'une audience de la FERC il appartiendrait à cette dernière de juger de cette comparabilité en vertu de ses propres critères;

En conclusion UC demande à la Régie de n'approuver une modification aux *Tarifs et conditions* demandée par le Transporteur que si une preuve concrète et satisfaisante à l'effet qu'elle améliore le régime réglementaire applicable au Québec et qu'elle est d'intérêt public pour le Québec a été faite.

Calcul de la Capacité de transfert disponible (appendice C-1)

UC soumet qu'il serait économiquement désavantageux pour la charge locale, d'adopter les modifications au calcul de l'ATC proposées par le Transporteur.

UC demande à la Régie de retenir les conclusions de l'expert Raphals soit de refuser l'ajout de l'Appendice C-1 tel que proposé par le Transporteur et de lui demander de soumettre une nouvelle version plus claire et moins ambiguë qui soit en conformité avec les normes de fiabilité de la NERC.

Cession ou revente de capacité (articles 23.1-23.3)

Ce sujet a été traité par le RNCREQ dans son argumentation UC fait siennes l'argumentation et les conclusions du RNCREQ sur ce sujet.

Processus de planification des installations de Transport (appendice K)

¹⁰⁷ N.S. Vol 14, 15 février 2011, page 214;

UC soumet que la Régie devrait ordonner au Transporteur d'adopter un appendice K tel que le recommande l'expert Raphals.

UC souligne que si la Régie était d'avis que les processus existants au Québec tel que décrits par le Transporteur et l'expert Rose répondent aux exigences de la FERC relativement à l'Attachement K elle devrait demander au Transporteur de les décrire dans le cadre d'un appendice K et ce dans l'intérêt du Québec.

Nonobstant ce qui précède UC est d'avis que les processus existants au Québec ne répondent pas aux exigences visées par la FERC dans le cadre de l'Attachement K, et qu'il serait dans l'intérêt du Québec et des utilisateurs du réseau de Transport au Québec d'inclure dans les *Tarifs et conditions* du Transporteur de telles exigences

UC soumet que le texte de l'appendice K de la Colombie Britannique est un exemple pertinent et que la Régie devrait indiquer au Transporteur d'en tenir compte dans l'élaboration d'une proposition d'Appendice K pour le Québec.

UC demande à la Régie de reconnaître l'importance pour le Québec que les Tarifs et conditions soient assortis d'un processus de planification de la nature de celui qui est requis par la FERC à son Attachement K et

UC demande à la Régie d'ordonner au Transporteur de préparer une proposition d'appendice K qui pourra être débattue dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

Écart de réception et de livraison (article 3, annexes 4 et 5)

Ce sujet a été traité par le RNCREQ dans son argumentation UC fait siennes l'argumentation et les conclusions du RNCREQ sur ce sujet.

Autres services complémentaires (Annexes 2, 3, 6 et 7)

Ce sujet a été traité par le RNCREQ dans son argumentation UC fait siennes l'argumentation et les conclusions du RNCREQ sur ce sujet.

Priorité de renouvellement

L'expert Philip Raphals a recommandé d'approuver la modification qui stipule que les droits de renouvellement appartiendraient au client qui ont des contrats d'une durée d'au moins 5 ans (plutôt que un an).

UC appuie cette recommandation de son expert et demande à la Régie de la retenir. UC ne se prononce pas sur les autres modifications demandées pour l'article 2.2 des tarifs.

Désignation des ressources en réseau, justification et suppression

UC constate que la Régie n'a jamais statué sur les principes sous jacents à la désignation des ressources et leur application au Québec.

UC soumet qu'un tel examen serait utile, nécessaire et devrait être tenu, elle recommande à la Régie de le faire avant de procéder à l'adoption d'amendements aux articles concernant la désignation des ressources.

Ceci étant dit, si la Régie ne juge pas utile de retenir la recommandation de UC de tenir cet examen sur l'utilité pour le Québec des articles sur la désignation des ressources tels que rédigés aux *Tarifs et Conditions* du Transporteur et inspirés directement de la FERC, UC soumet que les modifications proposées par le Transporteur demeurent inadéquates et inacceptables dans le contexte québécois et demande à la Régie de les refuser.

UC soumet que si les principes de désignation et de suppression de ressources étaient maintenu par la Régie celle-ci devrait indiquer au Transporteur que cette obligation doit être imposée au Producteur et autres utilisateurs du service de point à point susceptibles de desservir la charge locale;

UC soumet que la Régie devrait refuser les amendements tel que proposés par le Transporteur sur les sujets de la désignation, la désignation et la suppression de ressources, ceux-ci étant inadapté à la réalité québécoise, et n'étant soumis à aucun contrôle ou vérification;

Le tout respectueusement soumis

Ce 4 juillet 2011



Me Hélène Sicard, procureur de
L'Union des consommateurs

UNITED STATES OF AMERICA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION

Before Commissioners: Joseph T. Kelliher, Chairman;
Suedeem G. Kelly, Marc Spitzer,
Philip D. Moeller, and Jon Wellinghoff.

In re PacifiCorp

Docket No. IN07-5-000

ORDER APPROVING STIPULATION AND CONSENT AGREEMENT

(Issued January 18, 2007)

1. The Commission approves the attached Stipulation and Consent Agreement (Agreement) between the Office of Enforcement (Enforcement) and PacifiCorp. This Order is in the public interest because it resolves certain self-reported violations by PacifiCorp of its Open Access Transmission Tariff (OATT),¹ with an agreed-upon payment of a \$10 million civil penalty, an independent review of PacifiCorp's business practices, and a compliance plan to assure compliance with PacifiCorp's OATT and the Commission's Standards of Conduct with respect to PacifiCorp's use of transmission service.

Background

2. PacifiCorp is a vertically-integrated public utility serving approximately 1.6 million retail electric customers in the Western Electricity Coordinating Council (WECC) area.² PacifiCorp owns or controls approximately 8,470 megawatts of primarily coal-fired, gas-fired and hydroelectric generating facilities, obtains between 20 and 25 percent of its annual energy requirements through short-term and long-term wholesale purchase arrangements with various WECC area counterparties, and sells wholesale power from its portfolio of owned and purchased resources under its Market-Based Rate

¹ PacifiCorp has had an OATT on file with the Commission since 1989. Its current OATT was filed in Docket No. ER04-431-000, effective April 26, 2004.

² PacifiCorp serves customers in two geographically separate control areas. PacifiCorp's eastern service territory comprises Salt Lake City, Utah, and adjoining areas in Utah, Wyoming, and Idaho. PacifiCorp's western service territory comprises parts of Portland, Oregon, and other areas in Oregon, Washington, and California. PacifiCorp's service territories are interconnected with control areas operated by the California ISO, Bonneville Power Administration, Puget Sound Energy, Portland General Electric, Public Service Co. of New Mexico, and numerous other major WECC-area utilities.

Authority.³ PacifiCorp owns 15,580 route miles of transmission lines and provides wholesale transmission service under its OATT.

3. PacifiCorp underwent a change in ownership in early 2006 following Commission approval of a merger with MidAmerican Energy Holdings Company (MidAmerican).⁴ On April 12, 2006, following an internal investigation prompted and led by PacifiCorp's new ownership, PacifiCorp self-reported various OATT and Standards of Conduct violations to Enforcement. Enforcement staff's investigation reviewed PacifiCorp actions over a several-year period, including a detailed review of available data from April 2003 to April 2006. PacifiCorp's cooperation with staff's investigation was exemplary.

Summary of Violations

4. Staff's investigation reviewed several aspects of PacifiCorp's operations under its OATT and the Commission's Standards of Conduct for transmission providers. PacifiCorp's violations fall into the following categories:

- PacifiCorp's merchant function used network transmission (NT) instead of point-to-point transmission (PTP) to return power to the Bonneville Power Administration (BPA) under the companies' wholesale power exchange agreement, in violation of sections 28.1, 28.3, and 28.6 of PacifiCorp's OATT. NT is reserved to serve network load, not off-system customers.
- PacifiCorp's merchant function used NT instead of PTP to import power to facilitate off-system sales, in violation of section 28.6 of its OATT.
- PacifiCorp's merchant function used NT instead of PTP or secondary NT to bring power onto its system from resources not designated as network resources, in violation of sections 28.4 and 28.6 of its OATT. Secondary NT is provided on an as-available basis and subject to curtailment prior to NT.
- PacifiCorp's merchant function had exclusive access to certain points of receipt and points of delivery on transmission paths within its control area, in violation of sections 13.7(a) and 13.7(c) of its OATT.

³ *PacifiCorp*, 79 FERC ¶ 61,383 (1997). The Commission accepted PacifiCorp's last updated market power analysis on June 20, 2006. *PacifiCorp*, 115 FERC ¶ 61,349 (2006) (accepting PacifiCorp's market power analysis after an investigation in which it was determined that PacifiCorp did not have market power in its eastern service territory and Idaho control area).

⁴ *MidAmerican Energy Holdings Company, et al.*, 113 FERC ¶ 61,298 (2005).

- PacifiCorp's merchant function had access to certain non-public transmission information because certain merchant function employees were able to view PacifiCorp databases, such as historical third-party interchange data, in violation of the Commission's Standards of Conduct.
- PacifiCorp's merchant function and transmission function employees shared certain information about the accuracy of OASIS postings by telephone and email rather than through PacifiCorp's OASIS or website, in violation of the Commission's Standards of Conduct.
- PacifiCorp failed to administer designations of network resources through the OATT process, in violation of sections 29.2(vi) of its OATT.
- PacifiCorp's transmission function billed its merchant function for ancillary services and long-term firm PTP service based on annual budget estimates based on the prior year's usage, rather than actual metered usage as required by its OATT.

5. Enforcement staff determined that PacifiCorp's misuse of NT has been continuing since 1999, and that PacifiCorp engaged in more than two thousand separate occurrences of OATT violations. Of these, 329 occurred since August 8, 2005, representing 41,025 MWh in total transmission service. PacifiCorp derived relatively little financial benefit from its OATT violations, although PacifiCorp's practices provided its merchant function some benefits in the form of convenience and certainty. By using NT instead of PTP or secondary NT, for instance, PacifiCorp's merchant function avoided competing with unaffiliated transmission customers for PTP, forewent designating specific points of receipt and delivery for off-system sales, and prevented curtailments or denials of service by the transmission function.

6. PacifiCorp's improper use of NT resulted in its merchant function not making approximately \$86.5 million in PTP payments to PacifiCorp's transmission function. This underpayment is in the nature of an accounting transfer, since there is pass-through to ratepayers regardless whether the revenue is booked to the merchant function or the transmission function. PacifiCorp has stated that it has transferred the \$86.5 million to its transmission function.

7. PacifiCorp's practices also resulted in approximately \$884,082 in underpayments to certain wholesale customers. PacifiCorp distributed this amount to these customers in April 2006. In addition, PacifiCorp has identified \$672,465 in net profits associated with its merchant function's improper use of NT service. Since revenues from both merchant and transmission functions are factored into retail net power costs, this amount benefited PacifiCorp's retail ratepayers.

8. PacifiCorp self-reported these OATT and Standards of Conduct violations, and has stipulated to the actions that resulted in these violations under PacifiCorp's prior ownership. PacifiCorp's cooperation with staff's investigation has been exemplary, and PacifiCorp has proactively taken steps to remediate its past actions and to prevent future misuse of network service to facilitate off-system sales and Standards of Conduct violations.

Stipulation and Agreement

9. Enforcement and PacifiCorp have entered into the attached Agreement to resolve Enforcement's investigation of PacifiCorp's self-report. The Agreement requires PacifiCorp to pay a \$10 million civil penalty to the United States Treasury within ten days of this Order accepting and approving the Agreement, and to document the transfer of \$86.5 million from its merchant function to its transmission function.

10. PacifiCorp will choose, with Enforcement staff approval, an independent third party to review PacifiCorp's business practices for compliance with PacifiCorp's OATT and the Commission's Standards of Conduct for the year following the issuance of this Order. The third-party auditor shall submit a report contemporaneously directly to Enforcement staff and to PacifiCorp. If Enforcement staff so requests, PacifiCorp will contract for a second independent audit for the following year.

11. PacifiCorp will provide quarterly reports to Enforcement staff for one year which describe in detail the steps PacifiCorp has taken and will take to ensure compliance with its OATT and the Commission's Standards of Conduct.

Determination of the Appropriate Remedy

12. With respect to the amount of the civil penalty we approve here, we have considered that 329 of the identified violations occurred after August 8, 2005. The Commission may impose civil penalties of up to \$1 million per violation pursuant to section 316A of the Federal Power Act, as amended by the Energy Policy Act of 2005.⁵ In approving the Agreement and the \$10 million civil penalty, we considered the factors set forth in the Federal Power Act⁶ and our Policy Statement on Enforcement.⁷ We have

⁵ Section 1284(e) of the Energy Policy Act of 2005 amended section 316A(b) of the Federal Power Act (FPA), 16 U.S.C. § 825o-1(b), to grant the Commission authority to assess a civil penalty of not more than \$1,000,000 for each day that a violation of any provision of Part II of the FPA or any provision of any rule or order thereunder continues.

⁶ Section 316A(b) of the Federal Power Act, 16 U.S.C. § 825o-1(b).

⁷ Enforcement of Statutes, Orders, Rules, and Regulations, 113 FERC ¶ 61,068 (2006).

accorded great weight to the fact that, under its new ownership, PacifiCorp self reported these violations and cooperated in an exemplary manner with Enforcement staff. Absent its self-report and exemplary cooperation, the civil penalty sought would have been substantially higher. However, given the fact that the violations occurred over a substantial period of time and affected a large number of transactions, we find that the civil penalty agreed upon is appropriate.

13. We have also considered that, while there were a large number of affected transactions, the identifiable harm was relatively small, and that PacifiCorp has already paid \$884,082 in underpayments to affected wholesale customers. In light of all these circumstances, we conclude that the penalty specified in the Agreement provides a fair and equitable resolution of this matter and is in the public interest. We also conclude that the compliance program specified in the Agreement is in the public interest.

The Commission orders:

The attached Stipulation and Consent Agreement is hereby approved without modification.

By the Commission.

(S E A L)

Magalie R. Salas,
Secretary.

UNITED STATES OF AMERICA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION

In re PacifiCorp

)

Docket No. IN07-5-000

STIPULATION AND CONSENT AGREEMENT

I. INTRODUCTION

1. The staff of the Office of Enforcement (Enforcement) of the Federal Energy Regulatory Commission (Commission) and PacifiCorp enter into this Stipulation and Consent Agreement (Agreement) to resolve all outstanding issues of fact and law arising from a non-public investigation pursuant to Part 1b of the Commission regulations, 18 C.F.R. Part 1b (2006), into certain self-reported violations of PacifiCorp's Open Access Transmission Tariff (OATT) and the Commission's Standards of Conduct for Public Utilities (Standards of Conduct), 18 C.F.R. Part 358 (2006). The Agreement resolves PacifiCorp's self-report of OATT and Standards of Conduct violations, and is the result of exemplary cooperation by PacifiCorp with Enforcement staff's investigation of the matters self-reported.

II. STIPULATION

Enforcement and PacifiCorp hereby stipulate and agree to the following:

A. Background

2. PacifiCorp is a vertically-integrated public utility serving approximately 1.6 million retail electric customers in the Western Electricity Coordinating Council (WECC) area. For its fiscal year ending March 31, 2006, PacifiCorp earned revenues of approximately \$2.81 billion from bundled retail electric sales and \$1.09 billion from sales of wholesale transmission, wholesale generation, and other sales. PacifiCorp underwent a change in ownership in early 2006 from Scottish Power PLC to MidAmerican Energy Holdings Company (MidAmerican) following Commission approval of the merger.¹

3. PacifiCorp owns or controls approximately 8,470 megawatts of primarily coal-fired, gas-fired, and hydroelectric generating facilities, obtains between 20 and 25 percent of its annual energy requirements through short-term and long-term wholesale

¹ *MidAmerican Energy Holdings Company, et al.*, 113 FERC ¶61,298 (2005).

purchase arrangements with various WECC area counterparties, and sells wholesale power from its portfolio of owned and purchased resources under its Market-Based Rate Authority, *PacifiCorp*, 79 FERC ¶ 61,383 (1997). PacifiCorp owns 15,580 route miles of transmission lines and provides wholesale transmission service under its OATT (Docket No. ER04-431-000, effective April 26, 2004).

4. Under section 28.6 of its OATT, PacifiCorp may “not use Network Integration Transmission Service for (i) sales of capacity and energy to non-designated loads, or (ii) the direct or indirect provision of transmission service by the Network Customer to third parties.” For sales to third parties utilizing the transmission provider’s transmission system, the network customer must use point-to-point transmission service.

5. In February 2006, PacifiCorp commenced an internal audit of PacifiCorp’s scheduling practices and other areas of potential noncompliance with Commission regulations. When MidAmerican subsequently assumed ownership of PacifiCorp, it immediately dispatched personnel to PacifiCorp and determined that PacifiCorp had engaged in potentially noncompliant practices involving its Network Transmission (NT) service.

6. On April 12, 2006, after completing its internal investigation, PacifiCorp self-reported various OATT and Standards of Conduct violations to Enforcement. At that time, PacifiCorp provided Enforcement staff a report entitled “Report on PacifiCorp’s Federal Energy Regulatory Commission Compliance Dated: April 10, 2006” (Report). The Report itemized the results of PacifiCorp’s internal investigation, and concluded that PacifiCorp violated its OATT and the Standards of Conduct while under Scottish Power ownership.

7. MidAmerican required PacifiCorp to alter its practices to conform to the requirements of its OATT and the Commission’s Standards of Conduct and determined that PacifiCorp’s actions deprived network customers of \$884,082 in payments they would have received if PacifiCorp had followed OATT requirements. PacifiCorp paid this amount to the affected network customers in April 2006. MidAmerican also required PacifiCorp to implement additional training and controls to improve the culture of compliance.

8. Enforcement opened a non-public investigation into the PacifiCorp’s self-report. PacifiCorp demonstrated exemplary cooperation with staff’s efforts to seek information regarding the self-reported violations, including in certain instances voluntarily waiving attorney-client privilege and providing staff with legal memoranda.

B. Improper Use of Network Transmission Service

9. PacifiCorp's merchant function improperly used NT. By doing so, PacifiCorp, which is required to treat itself as it would any other network customer, violated section 28.6 of its OATT, which states:

The Network Customer shall not use Network Integration Transmission Service for (i) sales of capacity and energy to non-designated loads, or (ii) direct or indirect provision of transmission service by the Network Customer to third parties. All Network Customers taking Network Integration Transmission Service shall use Point-to-Point Transmission Service under Part II of the Tariff for any Third-Party Sale which requires use of the Transmission Provider's Transmission System.

10. PacifiCorp's noncompliance in this area specifically involved: (1) using NT to return power to BPA; (2) using NT to import power to facilitate off-system sales; and (3) using NT to import power from resources not designated as network resources. PacifiCorp's practices provided its merchant function benefits in the form of convenience and certainty. PacifiCorp's merchant function at times avoided competing for transmission service with unaffiliated transmission customers, forewent designating specific points of receipt and delivery for off-system sales, and potentially avoided curtailments of service by the transmission function. This simplified PacifiCorp's transmission, generation, and power trading requirements to make off-system sales or return power to BPA, but other transmission system customers did not enjoy these same benefits.

(1) Using NT to Return Power to BPA

11. PacifiCorp has a grandfathered pre-Order No. 888 agreement with BPA wherein PacifiCorp may call upon power from BPA at various delivery points and subject to certain restrictions, and PacifiCorp must return a like amount of power to BPA at a later time or agree upon a cash-out price. These types of arrangements are common in the WECC and generally benefit the utilities involved by giving them more resource options for serving their load and allowing them to return the borrowed energy during low-load periods. During the relevant period, PacifiCorp's merchant function improperly scheduled its BPA return obligations using NT instead of point-to-point (PTP) service. Because return energy is not being used to serve the returning utility's load or another utility's load within the returning utility's control area, PacifiCorp should have used PTP service, and it was therefore contrary to sections 28.1 and 28.3 of PacifiCorp's OATT to use NT service for this purpose.

12. On November 17, 1999, PacifiCorp's outside counsel addressed and sent a memorandum to PacifiCorp senior management. In addition to describing five other

practices by PacifiCorp that likely violated PacifiCorp's OATT, the memorandum specifically advised that the use of network service to facilitate the return of power to BPA was improper. PacifiCorp senior management met in 1999 with its outside counsel and agreed to take corrective action. However, PacifiCorp failed to take corrective action with respect to the BPA return issue to bring itself in compliance with its OATT.

(2) *Using NT to Import Power to Facilitate Off-System Sales*

13. PacifiCorp utilized NT for some of its off-system purchases concurrent with off-system sales where the purchase price was higher than PacifiCorp's displaced resource incremental cost. Because these off-system purchases facilitated off-system sales, PacifiCorp is not allowed to schedule them using NT under OATT section 28.6. These transactions did not benefit PacifiCorp's wholesale merchant function or an unregulated affiliate because, under the terms of PacifiCorp's retail tariffs, any gains from off-system sales of power ultimately inure to the benefit of PacifiCorp's retail rate payers.

(3) *Using NT to Import Power from Non-Network Resources*

14. PacifiCorp utilized NT to import power from resources not designated as network resources. Under PacifiCorp's OATT, secondary NT should have been used under section 28.4 if network loads were being served or PTP should have been used under section 28.6 if off-system sales were being facilitated. Section 28.4 of PacifiCorp's OATT states: "The Network Customer may use the Transmission Provider's Transmission System to deliver energy to its Network Loads from resources that have not been designated as Network Resources. Such energy shall be transmitted, on an as-available basis, at no additional charge." Thus, secondary NT may not always be available or could be curtailed by firm PTP or other NT schedules when available transmission capacity is limited.

15. PacifiCorp avoided potential curtailments because the purchased energy was scheduled with a higher priority under NERC guidelines than it would have received had PacifiCorp used secondary NT or non-firm PTP. In addition, PacifiCorp used service that would have potentially been unavailable if PacifiCorp had requested service as required.

C. *Merchant Function Access to Points of Receipt and Delivery*

16. PacifiCorp's transmission function issued multiple assigned reference numbers (AREFs) to PacifiCorp's merchant function in association with single requests for PTP service. The multiple AREFs broke a single contract path into multiple segments for use by PacifiCorp's merchant function when scheduling transmission service.

PacifiCorp's transmission function did not provide multiple AREFs to unaffiliated customers.

17. Through the use of segmented PTP service, PacifiCorp had the flexibility to schedule firm service on each segment any amount of power up to the amount that should have been scheduled over the entire path. Under sections 13.7(a) and (c) of PacifiCorp's OATT, any change from the publicly-available points of receipt/points of delivery specified in PacifiCorp's merchant function long-term firm PTP agreement should have been requested as either a non-firm, as-available basis redirect or a firm redirect treated as a new transmission service request.

D. Merchant Function Access to Non-Public Transmission Information

18. The Standards of Conduct require that merchant function employees have access only to transmission function information that is available to all users of an OASIS or Internet website. Certain merchant function employees had the ability to view non-public transmission information in one of PacifiCorp's databases, such as historical third party interchange data. Also, a small number of these merchant function employees actually had "system administrator" access rights, allowing them to change other employees' access privileges to the transmission information database. Additionally, PacifiCorp had a practice of printing and storing certain non-public transmission information relating to historical third party interchange data. PacifiCorp reported that a printed copy of this historical data was provided to a marketing function employee. Availability of such access violates the Standards of Conduct, although there is no indication that the availability of such access was utilized by PacifiCorp merchant function employees or that PacifiCorp gained an unfair competitive advantage from it.

E. Off-OASIS Communications between Transmission and Merchant Function Employees

19. PacifiCorp's merchant function and transmission function employees engaged in several off-OASIS discussions via telephone and e-mail regarding the accuracy of OASIS postings. These communications were not shared with other transmission customers or posted on PacifiCorp's OASIS or Internet website.

20. PacifiCorp's information-sharing between its transmission and marketing functions resulted in PacifiCorp treating its marketing function differently than third-party customers by failing to post the same information on its OASIS. On April 5, 2006, PacifiCorp states that it posted the disclosed non-public transmission system information on its OASIS, and provided refresher training to relevant employees on communications prohibited by the Standards of Conduct.

F. Allowing the Merchant Function and Third Parties to Designate Network Resources Improperly

21. The designation of network resources by PacifiCorp and other NT customers was not always in compliance with the application procedures and requirements in its OATT; in some instances PacifiCorp did not submit its designations through the OATT process. PacifiCorp's failure to require a formal or complete application violated OATT section 29.2(vi). This section of PacifiCorp's OATT requires in each completed application for NT service six categories of technical specifications (such as VAR capability, operating restrictions, and approximate variable generating costs) for all current and ten-year projection network resources in writing.

G. Billing the Merchant Function Based on Estimates

22. PacifiCorp's transmission function billed the merchant function for ancillary services and long-term firm PTP based on an annual budget estimated from the merchant function's previous year's usage, not based on the merchant function's actual metered usage as required by PacifiCorp's OATT.

H. Quantification of Network Tariff Violations

23. At the direction of Enforcement staff, PacifiCorp performed analyses to determine the number of improper transactions that used network services and the amount of profit attributable to them. Based on PacifiCorp's analyses, staff determined that the misuse of network transmission service has been continuing since 1999, and PacifiCorp engaged in more than two thousand separate occurrences of OATT violations. Of these, 329 occurred since August 8, 2005, representing 41,025 MWh in total transmission service.

I. Action by PacifiCorp

24. After MidAmerican determined that PacifiCorp had been in violation of its OATT during the time PacifiCorp was owned by Scottish Power, it caused PacifiCorp to take immediate steps to remedy the causes of the violations, and promptly brought the violations to the Commission's attention. PacifiCorp provided Enforcement staff with a comprehensive Report on its activities and cooperated fully in staff's review of the matter, including in certain instances waiving attorney-client privilege and providing staff with key documents, including legal analysis. PacifiCorp also performed data analysis as requested by staff to determine the harm from its actions. The data analysis goes back to April 1, 2003, the length of time for which the necessary data was still available.

25. As a result of its internal investigation, the self-report, and the studies undertaken at staff's request, PacifiCorp has already taken certain actions. First,

PacifiCorp determined that it should have reflected \$86.5 million in revenues as attributable to its transmission function that had been attributed to its merchant function, and made this change on its books. This error did not affect ratepayers, however, as revenues from both the merchant and the transmission function are flowed through to ratepayers. Second, PacifiCorp voluntarily paid \$884,082 to certain network transmission customers, representing monies those customers would have received if PacifiCorp had used PTP service instead of NT service. Third, PacifiCorp estimated that it earned a net total of \$672,465 profit from off-system sales supported by purchases imported using NT service instead of PTP service. However, disgorgement of this amount is not necessary because all non-retail revenue received by PacifiCorp, including wholesale sales revenue, is a credit against PacifiCorp's retail revenue requirement. That is, revenue from wholesale sales benefits retail customers through a lower revenue requirement and, therefore, lower retail rates.

III. REMEDIES AND SANCTIONS

26. For purposes of settling any and all civil and administrative disputes arising from Enforcement's investigation into the matters reported by PacifiCorp in its Report, Enforcement and PacifiCorp agree as follows:

27. PacifiCorp shall pay a civil penalty of \$10,000,000 (\$10 million) to the United States Treasury, by wire transfer, within ten days after the Effective Date of this Agreement, and file proof of payment with the Commission within five days thereafter. The entire civil penalty shall be borne by PacifiCorp shareholders, and shall not be passed through, directly or indirectly, to any present or future customers or ratepayers.

28. PacifiCorp shall file proof, within five days after the Effective Date of this Agreement, that it transferred \$86.5 million in PTP revenues from PacifiCorp's merchant function to PacifiCorp's transmission function.

29. PacifiCorp shall make quarterly submissions to Enforcement staff for a period of one year, beginning ten days after the end of the calendar quarter in which the Effective Date of this Agreement falls. The submissions shall detail the steps PacifiCorp has taken or will take to remain compliant on a prospective basis with all elements of the PacifiCorp's OATT, Standards of Conduct, and OASIS requirements in general, as well as the specific areas of non-compliance identified in this Agreement. The submissions should also identify when PacifiCorp has completed each step.

30. PacifiCorp shall retain a third-party independent auditor, to be chosen by PacifiCorp with Enforcement approval, to conduct a comprehensive review of PacifiCorp's business practices for compliance with PacifiCorp's OATT and the Commission Standards of Conduct. Within ninety days after the first anniversary of the Effective Date of this Agreement, the third-party auditor shall submit its report

contemporaneously directly to Enforcement staff and PacifiCorp. At Enforcement staff's discretion, PacifiCorp will contract for a similar independent audit of the following year. That audit report, if required by Enforcement staff, will be submitted contemporaneously to Enforcement and PacifiCorp within ninety days of the second anniversary of the Effective Date.

IV. TERMS

31. The "Effective Date" of this Agreement shall be the date on which the Commission issues an order approving this Agreement without material modification. When effective, this Agreement shall resolve the matters specifically addressed herein as to PacifiCorp and any affiliated entity, its agents, officers, directors and employees, both past and present, and any successor in interest to PacifiCorp (collectively, PacifiCorp).

32. Commission approval of this Agreement without material modification shall release PacifiCorp and forever bar the Commission from bringing against PacifiCorp any and all administrative or civil claims arising out of, related to or connected with the conduct described in section B above.

33. Failure to make a timely civil penalty payment or to comply with the compliance program agreed to herein, or any other provision of this Agreement, shall be deemed a violation of a final order of the Commission issued pursuant to the Federal Power Act, 16 U.S.C. § 792 *et seq.*, and may subject PacifiCorp to additional action under the enforcement and penalty provisions of the FPA.

34. If PacifiCorp does not make the payments described herein at the times agreed by the parties, interest will begin to accrue pursuant to the Commission's regulations at 18 C.F.R. § 35.19(a)(2)(iii) from the date that payment is due.

35. The signatories to the Agreement agree that they enter into the Agreement voluntarily and that, other than the recitations set forth herein, no tender, offer or promise of any kind by any member, employee, officer, director, agent or representative of Enforcement or PacifiCorp has been made to induce the signatories or any other party to enter into the Agreement.

36. Unless the Commission issues an order approving the Agreement in its entirety and without material modification, the Agreement shall be null and void and of no effect whatsoever, and neither Enforcement nor PacifiCorp shall be bound by any provision or term of the Agreement, unless otherwise agreed to in writing by Enforcement and PacifiCorp.

37. The Agreement binds PacifiCorp and its agents, successors and assigns.

38. In connection with the payment of the civil penalty provided for herein, PacifiCorp agrees that the Commission's order approving the Agreement without material modification shall be a final and unappealable order assessing a civil penalty under section 316A(b) of the FPA, 16 U.S.C. § 825o-1(b), as amended. PacifiCorp waives findings of fact and conclusions of law, rehearing of any Commission order approving the Agreement without material modification, and judicial review by any court of any Commission order approving the Agreement without material modification.

39. Each of the undersigned warrants that he or she is an authorized representative of the entity designated, is authorized to bind such entity and accepts the Agreement on the entity's behalf.

40. The undersigned representative of PacifiCorp affirms that he has read the Agreement, that all of the matters set forth in the Agreement are true and correct to the best of his knowledge, information and belief, and that he understands that the Agreement is entered into by Enforcement in express reliance on those representations.

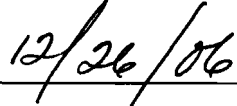
41. The Agreement may be signed in counterparts.

42. This Agreement is executed in duplicate, each of which so executed shall be deemed to be an original.

Agreed to and accepted:

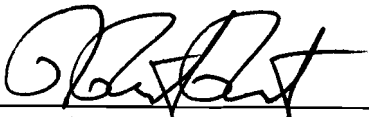


Susan J. Court, Director
Office of Enforcement, Federal
Energy Regulatory Commission



Date

For PacifiCorp:



R. Patrick Reiten, President
Pacific Power



Date

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20426

In Reply Refer To:
Office of Enforcement
Docket No. PA06-9-000
June 2, 2006

Portland General Electric Company
Attention: Ms. Pamela Lesh
Compliance Officer and Vice President, Regulatory Affairs
121 SW Salmon Street
Portland, OR 97204

Dear Ms. Lesh:

The Division of Audits (DA) in the Office of Enforcement (OE) of the Federal Energy Regulatory Commission (Commission) is commencing an audit of Portland General Electric Company (PGE). The audit will determine whether and how PGE complied with: (1) the practices and procedures contained within its open access transmission tariff; (2) the conditions by which the Commission granted market-based rate authority to each respective affiliate; (3) the Standards of Conduct requirements at 18 C.F.R. Parts 358 (2005); (4) the Preservation of Records of Public Utilities and Licensees requirements at 18 C.F.R. Part 125 (2005); and (5) other FERC rules and regulations including, but not limited to, interlocking directorate requirements at 18 C.F.R. Part 45 (2005) and Part 46 (2005). The audit will cover the period from January 1, 2004 through the present.

Consistent with the requirements of Section 301, 304 and 311 of the Federal Power Act, 16 U.S.C. §§ 825, 825c, and 825h (2000) and Part 125 of the Commission's regulations, 18 C.F.R. Part 125 (2005), PGE must preserve and retain all existing and future records relevant to this audit. For purposes of this audit, the DA considers the relevant records to be all documents and communications which are in the possession, custody or control of PGE and either (1) relate to any service provided or to be provided by, on behalf of, to or for the benefit of PGE or any facility owned or operated by, on behalf of, or for the benefit of PGE; or (2) are communications, transactions, agreements or arrangements between PGE and any of its affiliates, or between any director, officer, manager, or other employee of PGE, and any director, officer, manager, or other employee of PGE's affiliates.

Please call us once you have received this audit commencement letter to schedule an entrance conference call to discuss the nature of the audit engagement. The purpose of the call is to: (1) explain the audit process to PGE; (2) address any questions about the audit that PGE may have; (3) provide the audit team an opportunity to clarify basic information about the company, primarily related to PGE's organizational structure; and (4) establish a date for the initial site visit. To set up this conference call, please call Mr. Brian Harrington, Auditor-in-Charge at (202) 502-8879. Other members of the core audit team include Mr. Joshua Strittmatter, and Ms. Nicole Boykin

In addition, if you would like to discuss the audit with DA management at any time during the course of this audit, please contact Mr. Carl Coscia, Branch Chief, at (202) 502-6447, or Mr. Bryan K. Craig, Director, Division of Audits, at (202) 502-8741.

Sincerely,

Bryan K. Craig, Director
Division of Audits
Office of Enforcement

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION
WASHINGTON, DC 20426

In Reply Refer To:
Office of Enforcement
Docket No. PA06-9-000
July 16, 2008

Portland General Electric Company
Attention: Mr. J. Jeffrey Dudley
Vice President, General Counsel
121 SW Salmon Street
Portland, OR 97204

Dear Mr. Dudley:

1. The Division of Audits in the Office of Enforcement (OE) of the Federal Energy Regulatory Commission (Commission) has completed its audit of Portland General Electric Company (PGE). The purpose of the audit was to determine whether and how PGE complied with: (1) the practices and procedures contained within its Open Access Transmission Tariff (OATT); (2) the conditions by which the Commission granted market-based rate authority to each respective affiliate; (3) the Standards of Conduct requirements at 18 C.F.R. Part 358 (2006); (4) the Preservation of Records of Public Utilities and Licensees requirements at 18 C.F.R. Part 125 (2006); and (5) other FERC rules and regulations including, but not limited to, interlocking directorate requirements at 18 C.F.R. Part 45 (2006) and Part 46 (2006), and shortages of electric energy and capacity at 18 C.F.R. Part 294 (2006). The audit covered the period January 1, 2004 through December 31, 2006.
2. On June 27, 2008, you notified us that PGE agreed with our findings and recommendations.
3. PGE should submit to OE the results of implementing the corrective action stated herein within 30 days of the date of this letter order.
4. The Commission delegated authority to act on this matter to the Director of OE under 18 C.F.R. § 375.314 (2007). This letter order constitutes final agency action. PGE may file a request for rehearing with the Commission within 30 days of the date of this order under 18 C.F.R. § 385.713 (2007).
5. This letter order is without prejudice to the Commission's right to require hereafter any adjustments it may consider proper from additional information that may come to its attention.

6. I appreciate the courtesies extended to the audit team. If you have any questions, please contact Mr. Bryan K. Craig, Director, Division of Audits at (202) 502-8741.

Sincerely,

Susan J. Court
Director
Office of Enforcement

Enclosure



Federal Energy Regulatory Commission

Audit of Standards of
Conduct, Open Access
Transmission Tariff, Market-
Based Rate Authority,
Record Retention,
Interlocking Directorates,
and Shortages of Electric
Energy and Capacity at
Portland General Electric
Company

Docket No. PA06-9-000
As of July 16, 2008

Office of Enforcement
Division of Audits

Table of Contents

I. Audit Overview	1
A. Objectives	1
B. Summary of Compliance Findings.....	1
C. Summary of Recommendations.....	2
D. Audit Scope and Methodology	2
II. Portland General Electric Company	6
A. Overview	6
B. Resource Mix	7
III. Findings and Recommendations.....	8
1. ATC/TTC Posting for New Transmission Path.....	8
2. Electric Quarterly Report Deficiencies.....	10
3. OASIS Deficiencies	15
4. Filing of Grandfathered Contract Amendments	18
IV. PGE’s Response to the Draft Audit Report.....	Appendix A

I. Audit Overview

A. Objectives

The objective of the audit was to determine whether Portland General Electric Company (PGE) complied with requirements for the Standards of Conduct, its open access transmission tariff, conditions of its market-based rate authority, record retention, interlocking directorates, and shortages of electric energy and capacity. Specifically, audit staff tested compliance with:

- Standards of Conduct requirements at 18 C.F.R. Part 358 (2006),
- The terms and conditions of PGE's open access transmission tariff (OATT) as well as, applicable Commission rules and regulations,
- Market-based rate authority issued in Docket No. ER98-1643-000¹,
- Preservation of Records of Public Utilities and Licensees requirements at 18 C.F.R. Part 125 (2006),
- Interlocking directorate requirements at 18 C.F.R. Parts 45 and 46 (2006), and
- Shortages of electric energy and capacity at 18 C.F.R. Part 294 (2006).

B. Summary of Compliance Findings

During the course of this audit, we identified the following three areas of non-compliance:

1. **ATC/TTC Posting for New Transmission Path:** PGE Transmission did not provide the required information for Available Transmission Capability (ATC) and Total Transmission Capability (TTC) for two new transmission paths posted on its OASIS. Further, PGE Transmission accepted a transmission service request made by PGE Merchant for a transmission product that was not transparently available on its OASIS.
2. **Electric Quarterly Report Deficiencies:** PGE did not accurately report transactional data and contractual information in its Electric Quarterly Reports (EQR).
3. **OASIS Deficiencies:** PGE did not consistently use the affiliate flag and appropriate status values for transmission service requests posted on its

¹ *Portland General Electric Company*, Docket No. ER98-1643-000 (April 17, 1998) (Unpublished Letter Order).

OASIS. Further, PGE did not always provide an explanation for refusing transmission service requests and did not always give a clear explanation identifying the degree to which transmission service requests were refused.

4. **Filing of Grandfathered Contract Amendments:** PGE did not file amendments made to its grandfathered transmission contracts with the Commission.

C. Summary of Recommendations

Below is a summary of our recommendations to remedy the findings in this report. Detailed recommendations are included in Section III.

Audit staff recommends that PGE:

- Develop written policies and procedures to correct deficiencies in complying with OASIS and EQR requirements and the filing of grandfathered contract amendments,
- Enhance PGE Transmission and PGE Merchant employees' training with respect to OASIS and EQR requirements,
- Develop internal controls, including periodic audits, to ensure compliance with the OASIS and EQR requirements, and
- File all amendments made to the grandfathered contracts that have not been previously filed with the Commission as a one-time filing.

D. Audit Scope and Methodology

In general, audit staff conducted the following audit steps to assess compliance with each stated audit objective.

Standards of Conduct

The purpose of this review was to ensure that PGE separated its transmission and marketing functions and that there were adequate safeguards in place to ensure non-public information cannot be accessed and used by marketing function employees. Audit staff reviewed corporate organizational charts and employee job descriptions to determine whether PGE separated its transmission and marketing functions and employees. To validate physical separation of these functions and employees audit staff inspected transmission and marketing function facilities. Audit staff also reviewed network applications, transmission databases, and employee emails and voice recordings to determine whether any improper communications or access to non-public transmission information occurred. Further, audit staff reviewed whether PGE made all required postings for Standards of Conduct on OASIS.

During the course of discovery, staff obtained a PGE internal report that addressed Standards of Conduct compliance. The internal investigation was initiated by PGE's Ethics and Compliance Department in response to the discovery on February 3, 2005 that all employees, including marketing and sales, could access transmission system information through a computer software tool available to them through the PGE network operating system. PGE's Ethics and Compliance Department investigation identified six ways that marketing and sales employees could access non-public transmission system information. First, all employees could access non-public transmission maps electronically through a link on PGE's intranet website from December 7, 2004 through February 10, 2005. Second, from early 2000 through February 2005, all employees could access a non-public transmission equipment log that contained information about transformers, breakers, capacitors, and reactors previously installed, and plans for components to be purchased in the future. Third, all employees could access non-public transmission facility drawings electronically through a link on PGE's intranet website from December 15, 2004 through February 11, 2005. Fourth, PGE identified hard copies of 38 documents and drawings that contained non-public transmission information and were in the possession of PGE Merchant employees. Fifth, all employees had access via PGE's network operating system to software tools and databases containing non-public transmission information. Further, some marketing and sales employees had access to shared drives containing non-public transmission outage information. Sixth, there were two marketing and sales employees that had access to a work management system software tool for planning, scheduling, and documenting crew work on the transmission and distribution system.

On February 25, 2005, PGE made a Standards of Conduct posting on its OASIS related to areas described above. The posting disclosed to the public that PGE's marketing and sales employees had access to certain transmission information, but did not specifically describe the transmission information. Further, the posting described procedures for requesting the transmission information. Based on the testing performed

by audit staff during our site visits, it appears that PGE has employed the appropriate processes and procedures to restrict access to the transmission information identified during its internal investigation.

Open Access Transmission Tariff

The purpose of this review was to ensure that PGE complied with certain provisions of its OATT. To accomplish this, audit staff reviewed PGE's use and designation of designated network resources; reviewed transaction data to understand PGE's use of network and point-to-point transmission service; reviewed PGE's OATT practices at its major trading hubs; reviewed the terms and conditions of PGE's OATT; reviewed transmission service requests; interviewed relevant PGE staff to learn about the administration of its OATT, trading operations, and retail ratemaking mechanisms to gain an understanding of PGE's treatment of revenue from wholesale transactions; interviewed relevant PGE staff and reviewed publicly available documents to learn about PGE's operations at the Mid-Columbia trading hub.

Market-Based Rate Authority

The purpose of this review was to ensure that entities with market-based rate authority sell power in accordance with the terms and conditions of their tariff, adhere to the stipulations embedded within their codes of conduct, and make all required EQR filings associated with having market based rate authority. Audit staff used multiple resources to identify business units within PGE with market-based rate authority. The sources reviewed included FERC's E-Library, PGE's energy and marketing affiliate list posted on OASIS, historical and current organizational charts, PGE employee interviews, and responses to data requests. We limited our audit field work to three issues based on the fact that PGE Merchant was the only business unit with market-based rate authority. Specifically, we tested compliance with (1) reporting requirements associated with having market-based rate authority, (2) requirements to file complete and up-to-date tariffs and (3) requirements to make sales only to those customers that have signed a service agreement. Issues regarding PGE's EQR reporting deficiencies are addressed in audit finding 2. Finally, we identified several isolated incidents when PGE made *de minimus* ancillary service sales to an entity with whom PGE did not have an executed service agreement. PGE engaged in three hourly ancillary service transactions with Avista Energy totaling 35 MWh and one hourly ancillary services transaction with PacifiCorp totaling 50 MWh under FERC Tariff, Volume No. 13 without having an executed service agreement with either counterparty.

Interlocking Directorate

The purpose of this review was to ensure that all PGE officers and directors that held positions as an officer or director in a type of company specified in 18 C.F.R. § 45.1

make an annual interlocking directorate filing with the Commission.² Audit staff used FERC's E-Library to retrieve all interlocking directorate filings made by PGE's officers and directors during the audit period. Audit staff reviewed multiple resources including PGE's internet website, employee organizational charts, and financial statements to determine whether these PGE officers and directors held interlocking positions that required an informational filing with the Commission. Further, audit staff met with PGE employees to discuss the procedures and controls in place for reporting interlocking directorates.

Record Retention

The purpose of this review was to ensure that PGE maintains all books of account and other records prepared by or on behalf of PGE in accordance with FERC's preservation of records regulations. Audit staff requested PGE's written policies and procedures for records retention. Audit staff interviewed PGE employees to discuss the record retention controls and systems. Further, audit staff reviewed PGE's electronic records retention system and tested samples of records through multiple data requests.

Electric Energy and Capacity Shortages

The purpose of this review was to determine whether PGE filed its procedures for managing electric energy and capacity shortages with the Commission and notified the Commission of any anticipated electric energy or capacity shortages. Audit staff queried FERC's E-Library and determined that PGE had filed its procedures as required. Further, audit staff identified one anticipated electric energy shortage and confirmed that PGE notified the Commission within the required timeframe.

² The types of companies listed in 18 C.F.R. § 45.1 include: (1) public utilities, (2) banks, trust companies, banking associations, or firms that are authorized by law to underwrite or participate in the marketing of securities of a public utility; and (3) companies supplying electrical equipment to a public utility.

II. Portland General Electric Company

A. Overview

PGE is an electric utility engaged in the generation, purchase, transmission, distribution, and retail sale of electricity in the State of Oregon, as well as the wholesale sale of electricity and natural gas in the western United States and Canada. PGE was a subsidiary of Enron Corporation from July 2, 1997, to April 3, 2006. On April 3, 2006, PGE became an independent publicly-owned company with the issuance of 62.5 million shares of common stock. PGE as a single integrated utility consists of six business units, two of which perform utility based operations: Nuclear and Power Supply/Generation (includes PGE's wholesale merchant function) and Customer Service and Delivery (includes transmission function). The other four business units provide more of a supportive role by performing administrative, legal, financial, and public affairs for PGE. PGE's only Energy Affiliate, Portland General Transport Corporation, is currently inactive.

PGE's service area is located entirely within Oregon and includes 52 incorporated cities, of which Portland and Salem are the largest, within a state-approved service area of approximately 4,000 square miles. PGE serves approximately 793,000 retail customers within a service area population of 1.6 million, or about 43% of the state's population. PGE owns approximately 26,000 miles of transmission and distribution lines and has full or partial ownership in twelve generating plants totaling 1,982 MW. PGE also owns a 79.5% interest in the Kelso-Beaver Pipeline, a 17-mile long pipeline that crosses the border between Oregon and Washington and interconnects with Northwest Pipeline. PGE also has some non-utility based business operations.

PGE directly interconnects with the Bonneville Power Administration (BPA) and PacifiCorp West (PACW). PGE also has ownership in, and contractual access to, transmission lines that deliver electricity from the Colstrip generating plant in Montana to PGE. In addition, PGE owns approximately 16% of the California Oregon Intertie, a 4,800 MW transmission facility between the John Day substation, in northern Oregon, and the Malin substation, in southern Oregon near the California border. These two contractually owned transmission lines are not directly interconnected with PGE's transmission system. As a result, power flows to or from these transmission lines through BPA's transmission system. Further, off-system generation resources including Colstrip, Coyote Springs, Beaver, and Mid-Columbia are remotely located outside of PGE's service territory and connected to PGE's control area through pseudo ties.³

³ A pseudo tie is a telemetered reading or value that is updated in real time and used as a schedule in the Automatic Generation Control/Area Control Error equation and

With the exception of the California Oregon Intertie, PGE's transmission system is infrequently used by third parties to wheel power to another system. This is because BPA's 500- kV transmission system overlays PGE's 230-kV transmission system. As a result, transmission customers can wheel through BPA using one leg of transmission rather than through BPA and PGE which would require two legs of transmission. Using only BPA's system provides more flexible re-direct rights and is likely to be less costly to the transmission customer. Further, PGE's service territory is a significant center for loads in the Pacific Northwest and is logically a destination for generation imports from the north and east. There are no large loads to the immediate west or south of the PGE service territory to which PGE Transmission would be a desired path for a transmission wheel to another system.

B. Resource Mix

PGE is a "short" utility, meaning its retail load obligations exceed its generating capacity from its own generating resources and from long-term power purchase and exchange agreements. PGE's 2006 and 2007 control area peak loads exceeded 3,700 MW. PGE's total generating capability and long-term power purchases have a capacity of 3,704 MW.⁴ For the audit period, PGE's internal and external generating resources totaled 1,962 MW consisting of natural gas (768 MW), coal-fired (686 MW), and hydro (508 MW).⁵ In addition to its own resources, PGE has approximately 567 MW of firm power available through long term contracts with four hydroelectric projects on the Mid-Columbia. PGE has other firm purchase contracts with terms ranging from one to 30 years that have a total capacity of 1,175 MW. Further, PGE has a 30 year agreement for 27 MW of wind capacity with an independent power producer. Finally, PGE has several exchange contracts with Northwest entities to help meet seasonal peaking requirements. These resources, along with short-term contracts, provide PGE with sufficient firm capacity to serve its peak loads.

the integrated value of which is treated as a schedule. Pseudo ties are commonly used for "scheduling" jointly owned generation or remote load to or from another control area.

⁴ This total does not include PGE's 27 MW contract for wind capacity or its seasonal exchanges.

⁵ In June 2007, PGE added 425 MW natural gas fired Port Westward Plant to its resource portfolio.

III. Findings and Recommendations

1. ATC/TTC Posting for New Transmission Path

PGE Transmission did not provide the required information for ATC and TTC for two new transmission paths posted on its OASIS. Further, PGE Transmission accepted a transmission service request made by PGE Merchant for a transmission product that was not transparently available on its OASIS.

Pertinent Guidance

The Commission's regulations require a transmission provider to post available transfer capability (ATC) and total transfer capability (TTC) for firm and non-firm daily and monthly transmission offerings over a specified period of time on its OASIS. Specifically, 18 C.F.R. § 37.6 (b)(3)(ii)(A) requires the posting of firm and non-firm ATC and TTC separately by the day, showing for the current day and the next six days following and thereafter, by the month for the next 12 months. If the Transmission Provider charges separately for on-peak and off-peak periods in its tariff, ATC and TTC must be posted separately for the current day and the next six days following for each period.

In addition to this requirement, the Commission's regulations at 18 C.F.R. § 358.5(C)(5)(2006) states that the Transmission Provider may not, through its tariffs or otherwise, give preference to its Marketing or Energy Affiliate, over any other wholesale customer in matters relating to the sale or purchase of transmission service (including, but not limited to, issues of price, curtailments, scheduling, priority, ancillary services, or balancing)

Background

PGE Transmission did not provide the required information for ATC and TTC for two new transmission paths posted on its OASIS. Further, PGE Transmission accepted a transmission request made by PGE Merchant for a transmission product that was not transparently available on its OASIS.

On February 27, 2007, PGE Transmission posted two new transmission paths, PGE to Round Butte and Round Butte to PGE. PGE Transmission only posted ATC values for hourly non-firm point-to-point transmission service for these paths. On the same day, PGE Merchant submitted a pre-confirmed request for monthly secondary network service on the Round Butte to PGE path through OASIS. PGE Transmission

accepted this request approximately 30 minutes after it was queued. However, PGE Transmission did not post the firm and non-firm daily and monthly point-to-point ATC values for these two paths until March 13, 2007 and TTC values until March 14, 2007. Further, the transmission schedules associated with this reservation began on March 1, 2007, which supports that PGE Merchant used its monthly secondary network service reservation before PGE Transmission transparently offered the service on its OASIS.

On March 13, 2007, audit staff contacted PGE Transmission informing them about their non-compliance with the Commission's posting requirements for ATC and TTC on these two paths. Specifically, audit staff informed PGE Transmission that it did not post the TTC value for these two paths and separate ATC values by the day, showing the current day and the next six days and by the month, showing the current month and next 12 months in accordance with 18 C.F.R. § 37.6 (b)(3)(ii)(A). Subsequent to this notification, PGE Transmission posted the firm and non-firm daily point-to-point ATC and the TTC values for these two paths in accordance with the Commission's regulations. However, audit staff was also concerned that PGE Merchant received a monthly secondary network transmission product that was not transparently available to all transmission customers through OASIS. PGE Transmission acknowledged that this service could not be viewed on OASIS from the user's interface, but reassured audit staff that it entered this transmission product into the transmission provider's OASIS interface. That is, PGE Transmission staff believed that they had posted all required information on OASIS. PGE Transmission acknowledged that it should have verified that the information entered into the transmission provider's OASIS interface was actually posted on OASIS.

Recommendations

We recommend PGE:

1. Establish procedures and controls to ensure compliance with all OASIS posting requirements set forth by the Commission in 18 C.F.R. Part 37.6 (b)(3)(ii)(A).
2. Establish procedures for offering transmission service on newly posted paths to ensure all customer requests are accepted in the same manner as required by 18 C.F.R. § 358.5(c)(5).

2. Electric Quarterly Report Deficiencies

PGE did not accurately report transactional data and contractual information in its EQR filings.

Pertinent Guidance

The Commission promulgated its EQR requirements in Order No. 2001⁶ and subsequent rehearings and clarifications and codified the requirement to file an EQR in 18 C.F.R § 35.10b.

18 C.F.R § 35.10b requires each public utility to file an updated EQR with the Commission covering all services for each of the four quarters in a year in conformance with the Commission's software and guidance posted and available for downloading from the Commission's internet website.

In Order No. 2001, the Commission specifically stated that all public utilities, including power marketers must file an EQR summarizing the contractual terms and conditions in their agreements for all jurisdictional services including market-based power sales, costs-based power sales, and transmission contracts for the most recent calendar quarter. Additionally, public utilities must report detailed transactional data for a short-term and long-term market-based power sales and cost-based power sales. The contractual information and transactional data must adhere to the requirements specified by the Commission.

Background

PGE did not accurately report certain transactional data and contractual information in its EQR. The transactional data deficiencies pertained to the classification of bookouts, aggregation of sales and capacity transactions, the valuation of transactional quantities and total transactional charges, reporting of true-ups for regional transmission organization, and some non-reported transactions. The contractual deficiencies pertained to the reporting of incorrect termination dates, expired contracts, and a non-jurisdictional contract. All of the deficiencies, except for the reporting of bookouts, date to when PGE began filing reports in January 2003 through December 2006. The deficiencies relating

⁶ *Revised Public Utility Filing Requirements*, Order No. 2001, 67 FR 31,043, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,127 (April 25, 2002); *reh'g denied*, Order No. 2001-A, 100 FERC ¶ 61,074, *reconsideration and clarification denied*, Order No.2001-B, 100 FERC ¶ 61,342 (2002), and Order No. 2001-C, 101 FERC ¶ 61,314 (2002).

to bookouts date to when PGE began filings reports; however, this deficiency continued through the current reporting period because audit staff instructed PGE to wait for the recommended actions provided in this audit report.

Audit staff identified some of these reporting discrepancies through its examination of PGE's EQR filings from January 1, 2004 through December 31, 2006. The discrepancies that staff identified include the classification of bookouts, reporting of expired contracts, and valuation of transactional quantities and total transactional charges. Audit staff's identification of these discrepancies prompted PGE to re-examine its EQR reporting process. As a result, PGE identified transactional and contractual reporting discrepancies in addition to those identified by audit staff.

PGE's examination of its EQR reporting process resulted in it revising and resubmitting all EQR filings for 2004-2006. According to PGE, its EQR re-filings addressed the issues raised by audit staff and PGE except for the reporting of bookouts. PGE agreed to make changes to its reporting of bookouts based upon the recommendations provided to them in this audit report. In addition, PGE is working with EQR staff to determine how certain transactions for station use and in-kind payment of energy should be reported in the EQR. The following provides a summary of all other EQR reporting discrepancies identified by audit staff and PGE.

Classification of Bookouts

PGE misclassified energy sales transactions as bookout transactions in its EQR from January 2003 through the current reporting quarter. During this period, PGE internally classified energy sales transactions in one of three categories: energy, financial bookouts, and physical bookouts. Audit staff's review of each transaction determined that PGE did not properly classify physical bookouts as energy transactions in the EQR filed with the Commission. Audit staff's concern about this issue is related to the accuracy and transparency of PGE's energy transaction reporting and is not related to any concern about the effect on transmission scheduling.

PGE defined a physical bookout as "scheduling paths resulting in physical interchange transactions where PGE is neither the source nor the load, but simply a marketer in the path." For example, PGE (Party B) is the marketer in the path between two counterparties, a seller (Party A) and a buyer (Party C) for 50 MW at the Mid-Columbia trading hub. Accordingly, a physical bookout occurs when Party A sells 50 MW to PGE and PGE sells 50 MW to Party C at Mid-Columbia. PGE considers such a transaction to be a bookout because it does not physically deliver the energy and was not the source or sink control area for this energy.

In Order No. 2001, the Commission defined a bookout as the offsetting of opposing buy and sell transactions.⁷ Further, a bookout involves a chain of transactions (e.g., A sells 50MW of power to B, B sells 55MW of power to C, C sells 60MW of power to A). Under this hypothetical, if no further transactions were made, 50MW would be booked out, B would deliver 5MW to C, and C would deliver 10MW to A. If the parties wished to use bookouts to avoid making physical power deliveries, A could sell an additional 10MW of power to B and B could sell an additional 5 MW of power to C, in which case all three transactions would be booked out in their entirety and all delivery obligations would be offset, although all other obligations under the contracts, including payment, would remain in effect.⁸

The transactions supporting PGE's physical bookouts are distinctively different from the bookout transactions described by the Commission in Order No. 2001. PGE's transaction involves a party (A) selling power to PGE (B) and then PGE (B) selling the same power to another party (C) to complete an energy transaction. The Commission's bookout transactions involve the same set of circumstances, but also include the sale of power from the party (C) that purchased it from PGE back to the party (A) that sold it to PGE to complete a bookout transaction. In other words, PGE should classify its physical bookout transactions as energy transactions because it took possession (title) to the power upon purchasing it from the selling party, and never transferred title to the power back to the selling party. Further, PGE never sold the power to another party who then transferred the title to that power back to the party that originally sold it to PGE.

Other EQR Reporting Discrepancies

The other EQR reporting discrepancies identified by audit staff and PGE included the aggregation of sales transactions, the valuation of transactional quantities and total transactional charges, reporting of true-ups for regional transmission organization, the reporting of contracts (termination dates, expired contracts, and a non-jurisdictional contract), and the non-reporting of some transactions and contracts. The following provides an overview of each discrepancy:

- **Aggregation of Sales and Capacity Transactions** - PGE improperly aggregated energy and capacity transactions sold to various customers under its market-based rate tariff Schedule No. 11 in its EQR filings for 2004-2006. Further, PGE aggregated California Independent System Operator (CAISO) data over certain hours in its EQR filings for 2005-2006.
- **Valuation of Transactional Quantities and Total Transactional Charge** - PGE inconsistently reported transactional quantities and charges in its EQR filings for

⁷ Order No. 2001 at P 279.

⁸ Order No. 2001 at P 280.

2004-2006. Specifically, PGE included transactions in its EQR with negative and positive values for transactional quantities and total transactional costs. PGE confirmed that all of the transactions represented sales and should be reported as positive valuations. The inclusion of sales transactions with both positive and negative values made it difficult for Commission staff and market participants to use and rely upon PGE's EQR for analysis.

- **Reporting of True-Up for Regional Transmission Organization** - PGE did not report adjustments for sales transactions with the CAISO in its EQR for 2005-2006. Specifically, PGE reported preliminary settlement data for transactions with CAISO in the quarter it occurred. Subsequently, CAISO provided final settlement data to PGE which may have required PGE to adjust previously filed transactions. PGE did not true-up preliminary settlement data with final settlement data in its EQR. As a result, the CAISO transactional data was not complete and accurate.
- **Reporting of Contracts** - PGE incorrectly reported contract termination dates, expired contracts, and a non-jurisdictional contract in its EQR for 2004-2006. Specifically, PGE reported termination dates for eleven umbrella (i.e. evergreen) contracts that did not require an expiration date. Further, PGE reported three contracts with expired termination dates, a non-jurisdictional guarantee contract that provided credit protection to the contracting parties, and contracts containing expired queue positions for transmission service. In addition to these contracts, PGE informed audit staff that it reviewed its EQR for contracts it no longer provides service under and contracts with counterparties that are no longer in business.
- **Non-Reporting of Contracts and Transactions** - PGE did not report certain transactions and contracts in its EQRs for different periods throughout 2004-2006. Specifically, PGE reported contracts for its cost-based ancillary services under FERC Tariff, Volume No. 13, but did not include the related transactions in its EQRs for 2005-2006. PGE also provided reserve energy services under FERC Tariff, Volume No. 14, but did not report the related contracts and transactions associated with this service in its EQRs for 2004-2006. Further, PGE provided both energy and capacity products under a seasonal exchange agreement to the City of Glendale under its costs-based Rate Schedule No. 78, but did not report the capacity payments in its EQR for 2004-2006. In addition to these reporting deficiencies, PGE informed audit staff that it provided services to two counterparties under FERC Tariff, Volume No. 13 without having an executed service agreement with them. The services provided include three hourly transactions with Avista Energy totaling 35 MWh and one hourly transaction with PacifiCorp totaling 50 MWh.

PGE explained that errors in reporting transactional and contract data occurred because it did not have adequate procedures in place to review its EQR for completeness and accuracy. PGE also explained that it does not have an automated process in place to extract transactional and contract data from its internal databases into the FERC EQR reporting software. Further, PGE was simply not aware of some of the EQR reporting requirements contained within Order No. 2001 and the Commission's EQR user guide.

PGE informed audit staff that it would revise and update the original EQRs filed with the Commission in each quarter of 2004-2006 to correct the reporting errors described above. In 2007, PGE re-filed its EQRs for 2004-2006 and explained that it reflected all of the discrepancies described above, except for the classification of bookouts. Audit staff reviewed a sample of the original and re-filed EQR's and determined that PGE made changes for each discrepancies.

Recommendations

We recommend PGE:

3. Develop written procedures for reviewing the accuracy and completeness of transactional and contractual information reported in the EQR. PGE should provide these procedures to audit staff for review.
4. Develop training for all staff responsible for preparing and filing the EQR. Provide the approved training to all PGE staff responsible for preparing and filing the EQR. PGE should provide this training to audit staff for review.

3. OASIS Deficiencies

PGE did not consistently use the affiliate flag and appropriate status values for transmission service requests posted on its OASIS. Further, PGE did not always provide an explanation for refusing transmission service request or give a clear explanation identifying the degree to which transmission service requests were refused.

Pertinent Guidance

The Commission's regulations require public utilities to provide transactional details that identify a customer's affiliation with the Transmission Provider and the status value associated with transmission service for all requests posted on a Transmission Provider's OASIS. Further, any transmission service request refused must include an explanation that clearly identifies the degree to which the transmission service request was denied.

18 C.F.R. § 37.6(c)(4) requires the Transmission Provider to post on the OASIS information describing the transaction for transmission service agreed to by the Transmission Provider and a customer that includes the identification of whether the transaction involves the Transmission Provider's wholesale merchant function or any affiliate.

18 C.F.R. § 38.2(a) requires all public utilities that own, operate, and control facilities used for electric energy in interstate commerce to comply with the North American Energy Standards Board (NAESB) Wholesale Electric Quadrant (WEQ) Standards and Communication Protocols (WEQ 002) and Data Dictionary (WEQ 003) for OASIS. Specifically, WEQ 002-4.2.10.2 provides a list of the possible status values and WEQ-003 provides definitions for the status values.

18 C.F.R. §37.6(a)(4) requires Transmission Providers to provide information so that transmission customers are able to clearly identify the degree to which transmission service requests were denied.

18 C.F.R. §37.6(e)(2)(i) requires that when a request for service is denied, the Transmission Provider must provide the reason for that denial as a part of any response to the request.

Background

PGE did not consistently use the affiliate flag and appropriate status values for transmission service requests posted on OASIS. Further, PGE did not always provide an

explanation for refusing transmission service requests or give a clear explanation identifying the degree to which transmission service requests were refused. Audit staff came to this conclusion by analyzing the details for transmission service requests posted on PGE's OASIS for the period July 1, 2004 through December 31, 2006.⁹

Use of Affiliate Flag

PGE did not consistently use the affiliate flag for transmission service requests made for the period of July, 1, 2004 through August 8, 2006. Specifically, PGE indicated "No" instead of "Yes" in the affiliate flag field for transmission service requests involving PGE Merchant. Audit staff's analysis determined that PGE did not use the affiliate flag correctly in 2,249 of 3,616 transmission service request for the test period of July 1, 2004 through December 31, 2006. However, subsequent to June 1, 2006, audit staff only identified one improper use of the affiliate flag occurring on August 8, 2006.

PGE should have indicated "Yes" in the affiliate flag field for all transmission service requests it made. According to 18 C.F.R. § 37.6(c)(4) a Transmission Provider must post on the OASIS information describing the transmission service including the identification of whether the transaction involves the Transmission Provider's wholesale merchant function or any affiliate. PGE explained this occurred because the automated affiliate flag field was not working properly. Audit staff informing PGE of this problem at the beginning of the audit resulted in immediate corrective action. Further review by audit staff determined that PGE consistently used the affiliate flag after August 8, 2006.

Use of Status Values

PGE incorrectly used the status value for refused transmission service requests and did not provide clear and complete explanations for refused transmission service.

Audit staff's analysis of refused transmission service requests determined that PGE did not use the status value correctly for 185 of 790 refused transmission service requests from July 1, 2004 through December 31, 2006. Audit staff identified in the seller's comment field explanations such as "wrong direction", "expired", and "cancelled at cust req". According to the definitions provided in the NAESB WEQ-003 OASIS Data Dictionary, PGE should have used "invalid", "declined" or "withdrawn" status values, respectively, rather than the "refused" status value since these requests did not pertain to lack of ATC. PGE also did not provide an explanation for 17 of 790 refused transmission service request in accordance with 18 C.F.R. §37.6(e)(2)(i). As a result,

⁹ In July 2004, PGE switched from the Northwest OASIS to Westtrans. As a result, PGE could not obtain transactional data audit staff requested for the period January 1, 2004 through June 30, 2004.

audit staff could not make a determination on whether PGE used the proper status value for these transactions.

Audit staff analysis also determined that PGE did not provide a clear explanation for almost all of the transmission service requests that were correctly refused for lack of ATC. For example, the seller's comment field included explanations such as "no ATC", "not enough capacity" and "ATC not available". According to 18 C.F.R. §37.6(a)(4), the transmission customer should be able to clearly identify the degree to which transmission service requests were denied. Therefore, a seller's comment of "No ATC", "not enough capacity", and "ATC not available" are redundant to assigning the status value "refused" and does not clearly communicate the details of why the transmission service request was refused.

In Docket No. PA04-2, OE predecessor, the Office of Market Oversight and Investigations, conducted an OASIS audit that determined PGE did not provide sufficient explanations for the denial of transmission service for the period of January 1, 2001 through January 1, 2003. The audit report issued December 18, 2003, recommended PGE to "implement procedures to ensure that it post adequate reasons for any denial of service. These procedures should incorporate a requirement of periodic self auditing to ensure compliance with the Commission's OASIS regulations." Audit staff's review of recent transmission service requests indicated that PGE did not comply with this recommendation and continues to use the refused status value incorrectly.

Recommendations

We recommend PGE:

5. Strengthen its procedures to ensure the affiliate flag and status value fields for transmission service requests are in accordance with the Commission's regulations and NAESB requirements.
6. Train all affected employees on the use of the status value and affiliate flag fields for transmission service requests to ensure compliance with NAESB WEQ OASIS requirements.
7. Provide adequate reasons for denying transmission service that comply with the recommendation given in Docket No. PA04-2.

4. Filing of Grandfathered Contract Amendments

PGE did not file amendments made to its grandfathered transmission contracts with the Commission.

Pertinent Guidance

The Commission requires public utilities with service agreements to file revised service agreements with the Commission prior to a change in service.

According to 18 C.F.R § 35.1(a), “(e)very public utility shall file with the Commission and post, in conformity with the requirements of this part, full and complete rate schedules, clearly and specifically setting forth all rates and charges for any transmission or sale of electric energy subject to jurisdiction of the Commission, the classifications, practices, rules and regulations affecting such rates and charges and all contracts which in any manner affect or relate to such charges, classifications, services, rules or regulations as required by section 205(c) of the Federal Power Act (49 STAT. 851; 16 U.S.C. 824d(c)).”

According to 18 C.F.R § 35.3(a), “all rate schedules or any part thereof shall be tendered for filing with the Commission and posted not less than sixty days nor more than one hundred and twenty days prior to the date on which electric service is to commence and become effective under an initial rate schedule or the date on which the filing party proposes to make any change in electric service and/or rate, change, classification, practice, rule, regulation, or contract effective as a change in rate schedule, except in the case of Construction of Facilities.”

In Order No. 614¹⁰ the Commission stated that it is the responsibility of utilities to clearly identify in their filings the nature of the services they are proposing and how those services relate to other services, if at all.

Background

PGE did not file amendments made to six of its grandfathered transmission contracts with the Commission. These grandfathered contracts pertain to agreements entered into prior to Order No. 888, which are not subject to the terms and conditions of PGE’s OATT. However, the Commission does require a public utility to have a current

¹⁰ *Designation of Electric Rate Schedule Sheets*, Order No. 614, 65 Fed. Reg. 18221, FERC Stats & Regs. ¶ 31,096 at 31,503 (2000)

and complete contract on file with the Commission for any contracts where the public utility provides a jurisdictional service.

Audit staff performed a limited review of the Commission's E-Library to verify whether any amendments made to these grandfathered contracts subsequent to Order No. 888 had been filed with the Commission. Audit staff was aware of amendments made to these grandfathered contracts based on PGE's response to our data requests. The review identified that the original grandfathered contract was on file with the Commission. However, the review did not identify any of the amendments made to these contracts subsequent to Order No. 888. PGE also reviewed the Commission's E-library and PGE's internal records, but did not identify any evidence that amendments made to these grandfathered contracts had been filed with the Commission. Below is the list of the seven grandfathered contracts which includes a brief description of the service(s) provided under the contract, the number of amendments made subsequent to Order No. 888, and the dates the amendments were made to the contract:

- **General Transfer Agreement (#39042)** –PGE and BPA have the right to use each other's transmission facilities to deliver power and energy to its customers. Audit staff identified five amendments (dated 5/13/1997, 8/17/1998, 4/3/2000, 5/31/2002, and 8/8/2002) that PGE did not file with the Commission.
- **Exchange Agreement (#27944)** – PGE and BPA have the right to exchange excess energy with each other upon request at specified delivery points. Audit staff identified one amendment (dated 5/19/1997) that PGE did not file with the Commission.
- **Colstrip Owners Transmission Agreement (#34820)** – PGE and other four Colstrip owner's share of capacity at the Colstrip transmission facilities. PGE's allocated share of these transmission facilities is 307 MW. Audit staff identified one amendment (no date provided) that PGE did not file with the Commission.
- **San Diego Gas and Electric (#37125)** –PGE is required to deliver 75 MW (at a minimum) to Malin from its Boardman Plant to San Diego Gas and Electric. Audit staff identified one amendment (dated 5/22/1997) that PGE did not file with the Commission.
- **Intertie Agreement (#38539)** – this contract replaces the expiring AC Intertie Operations Agreement for sharing intertie capacity and transmission rights with BPA. This contract gives PGE rights to schedule up to 800MW on the AC intertie. This contract also provides PGE the right to swap 100 MW of its AC Intertie capacity for 100 MWs of BPA's DC intertie capacity, as well as an additional 100 MW upon completion of a DC Intertie upgrade. Audit staff

identified three amendments (dated 5/13/1997, 10/1/1998, and 3/30/2000) that PGE did not file with the Commission.

- **General Transmission Agreement-Integration of Resources (#39041)** – PGE has rights to deliver power to the northern terminus of the AC Intertie or to PGE’s service territory from PGE generating resources outside of its service territory. The contract stipulates the terms and conditions by which PGE returns transmission losses to BPA. Audit staff identified ten amendments (dated 5/9/1997, 11/15/1996, 7/15/1998, 1/29/1999, 3/31/1999, 9/30/1999, 12/31/1999, 8/31/2000, 10/06/2000, and 12/30/2000) that PGE did not file with the Commission.

PGE should have filed the amendments made to these grandfathered contracts in accordance with 18 C.F.R § 35.1(a) and 18 C.F.R § 35.3(a). Specifically, 18 C.F.R § 35.1(a) requires that all public utilities providing service under a rate schedule, tariff, or service agreement file with the Commission any revised sections of that rate schedule, tariff, or service agreement. Further, 18 C.F.R § 35.3(a) requires that these revised sections be filed with the Commission within 60 to 120 days prior to the revisions made. In addition to these requirements, in Order No. 614 the Commission ruled that it is the responsibility of the utility to clearly identify in their filings the nature of the services they propose and how they relate to other services. By not informing the Commission of changes in these service agreements the Commission is unable to determine the services being providing and whether the changes in service are just and reasonable.

Recommendations

We recommend that PGE:

8. Create procedures for filing amendments made to grandfathered contracts to ensure PGE has the most current and complete contract on file with the Commission.
9. File all amendments made to the six grandfathered contracts that have not been previously filed with the Commission as a one-time filing in accordance with the contract requirements set forth in Order No. 614.



Portland General Electric Company

121 SW Salmon Street • 1WTC1715 • Portland, Oregon 97204
(503) 464-8860 • Facsimile (503) 464-2222

Appendix A

J. Jeffrey Dudley

*Vice President
General Counsel &
Corporate Compliance Officer*

June 27, 2008

Bryan K. Craig
Director, Division of Audits
Office of Enforcement
Federal Energy Regulatory Commission
888 First Street N.E. – Room 51-37
Washington, D.C. 20426

Dear Mr. Craig:

I am writing to respond to the revised draft Audit Report in Docket No. PA06-9-000 dated June 23, 2008, as revised on June 26, 2008. PGE has no objection to the audit findings and agrees to implement the Audit Report's recommendations. At your request, we propose the following target completion dates for each recommendation:

Recommendation No. 1

PGE will establish procedures and controls within 45 days of receipt of final Audit Report to ensure compliance with all OASIS posting requirements set forth by the Commission in 18 C.F.R. Part 37.6 (b)(3)(ii)(A).

Recommendation No. 2

PGE will establish procedures within 45 days of issuance of final Audit Report for offering transmission service on newly posted paths to ensure all customer requests are accepted in the same manner as required by 18 C.F.R. § 358.5(c)(5).

Recommendation No. 3

As part of its internal review of its EQR practices and procedures, PGE's merchant function developed EQR Policy and Procedures for reviewing the accuracy and completeness of transactional and contractual information reported in the EQR. PGE is in the process of developing procedures for other departments that provide data for the EQR. PGE will provide its completed procedures to audit staff for review within 45 days of receipt of the final Audit Report.

Recommendation No. 4

PGE will develop training for all staff responsible for preparing and filing the EQR. PGE will provide the training to audit staff for review and approval within 45 days of receipt of the final Audit Report. PGE will provide the training to all PGE staff responsible for preparing and filing the EQR within 30 days after receiving approval from audit staff.

Recommendation No. 5

PGE is strengthening its procedures to ensure the affiliate flag and status value fields for transmission service requests are in accordance with the Commissions regulations and NAESB requirements. PGE will have completed procedures within 45 days of receipt of the final Audit Report.

Recommendation No. 6

Within 45 days of receipt of the final Audit Report, PGE will train all affected employees on the setup and verification of the affiliate flag setting on OASIS and on the use of the status value field for transmission service requests to ensure compliance with NAESB WEQ OASIS requirements.

Recommendation No. 7

PGE will provide adequate reasons for denying transmission service that comply with the recommendation given in Docket No. PA04-2. PGE will ensure that the procedures developed in response to Recommendation No. 5 incorporate the procedures it adopted in response to the recommendations given in PA04-2.

Recommendation No. 8

Create procedures for filing amendments made to grandfathered contracts to ensure PGE

Within 60 days of receipt of the final audit report, PGE will create procedures for filing amendments to grandfathered contracts.

Recommendation No. 9

For each of the six grandfathered contracts, PGE will file, within 60 days of receipt of the final Audit Report, the complete contract with all currently-effective amendments incorporated.

PGE will submit the contracts in accordance with the formatting required by Order No. 614.

Sincerely



J. Jeffrey Dudley, Vice President
General Counsel &
Corporate Compliance Officer