

Le 13 juillet 2010

PAR COURRIEL ET PAR LA POSTE

Me Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
C.P. 001, Tour de la Bourse
800, Place Victoria, bur. 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Me Annie Gariépy

Avocate

8, du Village boisé
Saint-Jean-sur-Richelieu (Québec)
J2W 1N1

Tél. : (450) 515-1859

Télec. : (514) 861-8949

C. élec. : gariepy.annie@videotron.ca

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

Demande de renseignements no3 du RNCREQ et de UC au Transporteur

Dossier : R-3669-2008 phase II

Chère consœur,

Nous vous transmettons avec la présente, la demande de renseignements no 3 que l'expert mandaté par le RNCREQ et UC adresse à Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) dans le dossier mentionné en titre.

Espérant le tout conforme, veuillez agréer chère consœur, mes salutations distinguées.



Me Annie Gariépy

p.j.

c.c. Me Éric Dunberry

Me Jean Morel (HQT)

Me Hélène Sicard (UC)

Philippe Bourke (RNCREQ)

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3669-08 PHASE 2

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS #3 DE L'EXPERT DU RNCREQ ET DE UC

A. La preuve amendée

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-2 | Doc. 2, fiche 2.2

Citation :

[Les amendements clarifient l'intention du Transporteur et précisent l'existence du droit de préemption lorsque la demande concurrente émane d'un client existant du service de transport.](#)

Préambule :

Nota : Les références fournies sont identiques à celles de la fiche 2.2 de HQT-2, doc. 1, qu'elle modifie.

- 1.1 Est-ce que cet amendement découle des décisions, ordonnances ou événements subséquents au dépôt de la preuve en chef du Transporteur?
 - 1.1.1 Le cas échéant, veuillez préciser les décisions, ordonnances ou événements qui motivent les nouvelles modifications proposées.
 - 1.1.2 Sinon, veuillez préciser les raisons qui ont motivé le Transporteur à modifier sa proposition pour modifier l'art. 2.2.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-2 | Doc. 2, fiche 13.2

Citation :

[...] le même état de préconfirmation (préconfirmée, confirmée ou non confirmée) [...]

- 2.1 Veuillez préciser si les termes « préconfirmée » et « confirmée » sont définis ailleurs dans les *Tarifs et conditions*.
 - 2.1.1 Le cas échéant, veuillez fournir la référence.
 - 2.1.2 Sinon, veuillez :

2.1.2.1 Fournir une définition précise de ces termes, et

2.1.2.2 Expliquer pourquoi le Transporteur ne considère pas opportun d'intégrer ces définitions dans les *Tarifs et conditions*.

Citation :

Description et justification de la modification

Le Transporteur propose d'intégrer aux *Tarifs et conditions* les modifications apportées par la FERC, pour des raisons similaires, en y faisant les adaptations nécessaires afin de tenir compte du fait qu'au Québec, le prix offert pour le service de transport de point à point est le même pour tous les clients et que le Distributeur obtient le service de transport pour l'alimentation de la charge locale en vertu de la Partie IV sans effectuer de « réservations ». De plus, les modifications proposées prévoient que le service de transport pour l'alimentation de la charge locale du Distributeur à partir de ressources désignées du Distributeur, ainsi que l'alimentation des charges désignées du client en réseau intégré à partir de ressources désignées, bénéficient d'une priorité d'accès supérieure au service de transport ferme à court terme de point à point et ce, de quelque durée que soient les désignations des ressources.

Les modifications apportées permettent de faire place à des transactions supplémentaires et de favoriser l'utilisation à long terme du réseau.

2.2 Veuillez préciser si, dans le passé, des désignations des ressources ont été supprimées ou « dé-désignée ».

2.2.1 Le cas échéant, veuillez fournir un tableau précisant chaque ressource qui a été supprimées ou « dé-désignée », indiquant la date de désignation, la date de suppression ou de « dé-désignation », quelle entité (HQD ou HQP) a demandé la suppression ou « dé-désignation », la raison invoquée, et la durée de la désignation.

2.3 Le Transporteur a-t-il l'intention de modifier ses pratiques antérieures à l'égard de la désignation, la suppression ou la « dé-désignation » des ressources ?

2.3.1 Le Transporteur a-t-il l'intention d'exiger qu'HQD et/ou HQP modifient leurs pratiques à l'égard de la désignation, la suppression ou la « dé-désignation » de ressources ?

2.4 Veuillez expliquer pourquoi le Transporteur désire tenir compte de la durée de la désignation d'une ressource.

2.5 Veuillez expliquer pourquoi le Transporteur pense que ces modifications permettraient de faire place à des transactions supplémentaires.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-2 | Doc. 2, fiches 13.2 et 14.2

Citation (fiche 14.2):

Description et justification de la modification

Le Transporteur propose d'intégrer aux *Tarifs et conditions* les modifications apportées par la FERC, pour des raisons similaires, en y faisant les adaptations nécessaires pour tenir compte du fait qu'au Québec, le prix offert pour le service de transport de point à point est le même pour tous les clients et que le Distributeur obtient le service de transport pour l'alimentation de la charge locale en vertu de la Partie IV sans effectuer de « réservations ».

Préambule :

Dans les fiches 13.2 et 14.2, le Transporteur invoque le fait qu'au Québec, le prix offert pour le service de transport de point à point est le même pour tous les clients.

- 3.1 Veuillez préciser si, advenant le cas où, dans le futur, la Régie autorise des rabais sur les tarifs de point à point, le Transporteur fera une demande à la Régie afin de modifier en conséquence les articles 13.2 et 14.2 des *Tarifs et conditions*.
- 3.2 Veuillez confirmer ou infirmer que cette même justification s'applique également à la modification proposée à l'article 14.7, soit la suppression de l'item (3).

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-2 | Doc. 2, fiches 15.4 et 19.3

Citations :

Article 15.4

(b) Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète visant un service de transport ferme à long terme de point à point à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau de transport, suite à une demande écrite du client du service de transport, il agira avec diligence dès réception d'une demande écrite du client du service de transport pour déterminer si une nouvelle répartition des ressources situées dans la zone de réglage du Transporteur est réalisable tenant compte des conditions énoncées ci-après et, dans les cas qui le permettent, pour assurer une nouvelle répartition des ressources situées dans la zone de réglage du Transporteur, jusqu'à ce (i) que les ajouts au réseau soient terminés pour le client du service de transport, (ii) qu'il établisse à l'aide d'une réévaluation biennale qu'il ne peut plus assurer une nouvelle répartition en toute fiabilité ou (iii) que le client du service de transport mette fin au service parce que la réévaluation a entraîné des changements dans la nouvelle répartition. Dans les cas qui permettent une nouvelle répartition, le Transporteur ne peut refuser déraisonnablement d'effectuer lui-même une nouvelle répartition ou de permettre au client du service de transport de prendre des dispositions pour qu'une nouvelle répartition soit effectuée à partir des ressources d'un tiers. Le Transporteur n'est tenu d'effectuer une nouvelle répartition qu'aux conditions suivantes : (i) les ressources sont disponibles à cette fin pour la durée du service demandé; (ii) le client a obtenu le consentement du propriétaire de la (les) ressource(s) en cause; (iii) le Transporteur a déterminé que la nouvelle répartition est techniquement faisable et n'est pas susceptible de compromettre la fiabilité et la stabilité du réseau; (iv) sauf dans les cas prévus à l'article 19.7, la répartition permet de fournir la totalité du service demandé sans effectuer d'ajouts au réseau; et (v) le client accepte de dédommager le Transporteur conformément à l'article 27.

Article 19.3 :

19.3 Procédures d'étude d'impact sur le réseau : Dès la réception d'une convention d'étude d'impact sur le réseau signée et des données techniques requises, le Transporteur agira avec diligence pour terminer l'étude d'impact sur le réseau dans un délai de cent vingt (120) jours, sauf dans le cas d'une étude qui nécessite un délai additionnel, lequel sera précisé au client. L'étude d'impact sur le réseau doit identifier: (1) toutes les limitations contraintes du réseau de façon spécifique pour chaque élément de transport; et (2) lorsque requis par le client admissible, les options concernant une nouvelle répartition (à la demande d'un client admissible), y compris les coûts estimés d'une nouvelle répartition qui sont à la connaissance du Transporteur; (3) lorsque requis par le client admissible, les options concernant une réduction conditionnelle (à la demande d'un client admissible), y compris le nombre d'heures par année et les conditions du réseau dans lesquelles peut se produire une réduction conditionnelle; et (4) ou les ajouts supplémentaires au réseau qui sont requis afin de fournir le service exigé, ainsi que le coût estimé et l'échéancier des ajouts au réseau. Lorsqu'un client demande l'étude des options concernant une nouvelle répartition, l'étude d'impact sur le réseau doit (1) identifier toutes les ressources situées dans la zone de réglage du Transporteur qui peuvent contribuer à alléger considérablement les contraintes du réseau et servir à une nouvelle répartition conformément à l'article 15.4 et (2) fournir une mesure de l'impact de chaque telle ressource sur les contraintes du réseau. Si le Transporteur est en possession de renseignements indiquant que des ressources à l'extérieur de sa zone de réglage pourraient pallier les contraintes du réseau, il doit les identifier dans son étude d'impact sur le réseau. Advenant

Préambule :

Selon l'amendement proposé à l'art. 15.4, le Transporteur n'est tenu d'effectuer une nouvelle répartition que (ii) lorsque le client a obtenu le consentement du propriétaire de la (les) ressource(s) en cause.

Selon l'amendement proposé à l'art. 19.3, l'étude d'impact sur le réseau doit tenir compte, lorsque requis par le client admissible, des options concernant une nouvelle répartition y compris les coûts qui sont à la connaissance du Transporteur.

4.1 Est-ce que le Transporteur s'attend à ce que le client admissible obtienne le consentement du propriétaire de la (les) ressource(s) en cause concernant une nouvelle répartition avant que l'étude d'impact ne soit complétée?

4.1.1 Le cas échéant, veuillez expliquer comment le client admissible peut savoir si une telle répartition sera requise et avec qui il doit négocier les conditions, avant d'obtenir les résultats de l'étude d'impact sur le réseau.

4.2 Sinon, l'étude d'impact doit-elle tenir compte des options d'une nouvelle répartition en absence d'information sur le consentement éventuel, ou non, du propriétaire de la ressource en cause?

4.3 Veuillez fournir toute explication additionnelle pertinente pour comprendre comment l'étude d'impact sur le réseau peut tenir compte des possibilités de nouvelles répartitions dans des situations où le client admissible n'aurait pas encore obtenu le consentement du propriétaire de la (les) ressource(s) en cause.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-2 | Doc. 2, fiche 15.4

Citation (p. 3) :

La section (a) de l'article 15.4 est adaptée de l'ordonnance 890 en retirant la référence à l'Annexe K, puisque le Transporteur ne propose pas d'introduire une Annexe K aux *Tarifs et conditions*. De plus, le Transporteur ajoute aux sections (b) et (c) de l'article 15.4 le texte suivant: "... suite à une demande écrite du client du service de transport...", afin de préciser l'obligation du client de faire une telle demande par écrit. Les conditions pour la nouvelle répartition des ressources, à la section (b) de l'article 15.4, sont également adaptées de l'ordonnance 890.

- 5.1 Veuillez fournir la référence au(x) passage(s) de l'ordonnance 890 auquel le Transporteur fait référence dans la citation.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-2 | Doc. 2, fiche 19.3

Citation :

L'offre du service ferme conditionnel [et de la nouvelle répartition des ressources](#) par le Transporteur est similaire à celle qui est offerte par l'OATT 890 de la FERC. En conséquence, cela assure que les conditions de réciprocité du service de transport sont maintenues. L'offre du Transporteur permet de faire place à des transactions supplémentaires et favorise l'utilisation optimale à long terme du réseau.

- 6.1 Veuillez préciser les conditions de réciprocité du service de transport auxquelles fait référence le Transporteur dans la citation.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-2 | Doc. 2, fiche 30.4

Citation :

Description et justification de la modification

Le Transporteur apporte à l'article 30.4 des précisions [pleinement](#) identiques à celles apportées par la FERC à la définition des ventes excédant ses charges désignées et autres charges admissibles. De plus, le Transporteur précise les conditions qui s'appliquent dans le cas où un tel excédent subsiste.

- 7.1 Veuillez expliquer la signification de l'ajout du mot « pleinement » à la citation.

- 7.2 Veuillez distinguer les précisions apportées par le Transporteur à l'article 30.4 de celles apportées par la FERC.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-2 | Doc. 2, fiche 38.1

Citation 1 :

Proposition de modification aux *Tarifs et conditions*

38.1 Désignation des ressources du Distributeur : Les ressources du Distributeur comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2001 font partie des ressources désignées du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur.

8.1 Veuillez préciser si le Transporteur fait une distinction entre l'expression « ressources du Distributeur » et « ressources désignées du Distributeur ».

8.1.1 Si ces expressions ne sont pas des synonymes, veuillez expliquer clairement la différence de signification entre les deux termes.

8.2 Veuillez expliquer clairement les raisons qui motivent l'ajout du mot « désignées » dans la dernière phrase de l'article 38.1 ainsi que les conséquences de cet ajout.

Citation 2 :

Description et justification de la modification

Le Transporteur apporte à l'article 38.1 une modification identique à celle proposée par la FERC pour l'article 30.1.

[L'amendement précise que les centrales qui pouvaient servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2001 font partie des ressources désignées du Distributeur par le seul effet des *Tarifs et conditions*.](#)

Cet élément précise qu'une ressource désignée peut également servir aux fins du partage des réserves avec un réseau voisin, ce qui réciproquement, permet également à une ressource désignée par un réseau voisin, de servir aux fins d'un programme de partage des réserves avec le transporteur.

8.3 Veuillez expliquer la signification de l'expression « par le seul effet des *Tarifs et conditions* ».

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-2** | **Doc. 2, fiche 38.2**

Citation 1 :

Proposition de modification aux *Tarifs et conditions*

38.2 Désignation de nouvelles ressources du Distributeur : Le Distributeur peut désigner une nouvelle ressource en donnant au Transporteur un avis préalable écrit en ce sens le plus tôt possible et le Transporteur affiche cette nouvelle désignation sur son site OASIS. Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, la désignation d'une nouvelle ressource du Distributeur doit être faite par l'entremise de ce site par le Distributeur du site OASIS du Transporteur au moyen d'une demande de modification du service. Cette demande La nouvelle désignation doit comprendre une déclaration attestant que la nouvelle ressource du Distributeur satisfait aux conditions suivantes : (1) le Distributeur possède la ressource, s'est engagé à acheter la production pour les quantités approuvées par la Régie, ou conformément à un contrat signé, ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie IV des présentes; (2) les ressources du Distributeur n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. La demande du Distributeur nouvelle désignation sera considérée inadéquate si elle ne comprend pas cette déclaration et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes. Une Entente de raccordement conclue entre le Transporteur et tout propriétaire d'une nouvelle ressource désignée ou d'une nouvelle centrale pouvant alimenter une ressource désignée par le Distributeur est requise avant que le Transporteur puisse procéder aux ajouts au réseau requis pour intégrer cette nouvelle ressource.

Citation 2 :

Les modifications proposées aux *Tarifs et conditions* permettent de préciser comment le Distributeur doit effectuer la désignation de ses ressources de façon transparente et similaire au client du service en réseau intégré, tout en respectant les prérogatives de la Régie concernant le Plan d'approvisionnement du Distributeur. Tout comme à l'article 30.2 concernant la désignation de nouvelles ressources par le client de service en réseau intégré, les modifications proposées à l'article 38.2 tiennent compte du fait que le site OASIS du Transporteur n'affiche que les installations physiques de transport sur son réseau qui constituent des « chemins » et que la désignation d'une nouvelle ressource du Distributeur ne peut donc pas toujours s'effectuer par l'entremise du site OASIS. Le Transporteur fait également les adaptations nécessaires afin de tenir compte du fait que le Distributeur ne possède pas les ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale. L'attestation requise du Distributeur est donc adaptée à sa situation particulière.

Préambule :

Bien que le Distributeur ne possède pas des ressources en production d'électricité (sauf aux réseaux autonomes), il s'engage dans certains cas à acheter la production d'une ressource conformément à un contrat signé.

9.1 Veuillez expliquer pourquoi le Transporteur propose de supprimer l'item (1) de l'article 38.2, plutôt que de le modifier.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-2 | Doc. 2, fiche 38.5

Citation :

Proposition de modification aux *Tarifs et conditions*

38.5 Exploitation des ressources du Distributeur : Le Distributeur ne peut pas s'approvisionner de ses ressources désignées situées dans la zone de réglage du Transporteur de manière à ce que la production de ces installations dépasse sa charge locale désignée plus les pertes, plus les ventes de puissance réalisées dans le cadre d'un programme de partage des réserves, plus les ventes pouvant être interrompues sans pénalité afin d'alimenter qui alimentent des charges désignées de la charge locale, à moins qu'il n'ait conclu avec le Transporteur à cet effet une Convention de service de transport point à point en vertu de la Partie II des présentes. Pour toutes les ressources du Distributeur qui ne sont pas reliées physiquement au réseau de transport du Transporteur, le Distributeur ne peut programmer une livraison d'énergie qui dépasse la capacité de ces ressources, sauf si le Distributeur peut assurer cette livraison à l'intérieur du réseau de transport du Transporteur en obtenant un service de transport de point à point ou en utilisant un service secondaire en vertu de l'article 36.3. Si le programme du Distributeur au point de livraison pour une ressource du Distributeur qui n'est pas reliée physiquement au réseau de transport du Transporteur dépasse la capacité désignée pour cette ressource, à l'exclusion de l'énergie livrée au moyen d'un service secondaire ou d'un service de transport de point à point, les dispositions de l'article 13.7 d) s'appliqueront.

10.1 Veuillez préciser la signification de l'expression «[une ressource] reliée physiquement au réseau de transport du Transporteur ».

10.1.1 Pour plus de clarté, est-ce que cette expression implique :

- a) que les équipements reliant la ressource au réseau du Transporteur se trouve entièrement au Québec,
- b) que les équipements reliant la ressource au réseau du Transporteur sont entièrement la propriété du Transporteur et/ou celle du propriétaire de la ressource, ou
- c) une autre signification. Le cas échéant, veuillez la préciser.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-2 | Doc. 2, fiche C-1

Citation 1 (p. 2) :

QCRND_{ferme}: "Québec Ressource non désignée" Capacité de ressource inscrite sur le site OASIS mais non désignée réservée par le Distributeur en ressource non désignée pour alimenter la charge locale du Québec.
QCRND_{non ferme}: "Québec Ressource non désignée" Capacité de ressource inscrite sur le site OASIS réservée par le Producteur en ressource non désignée pour alimenter la charge locale du Québec qui n'a pas été désignée par le Distributeur.

- 11.1** Dans le cas où le Producteur ou une autre partie s'engage à fournir au Distributeur, sur une base non ferme, une capacité pour alimenter la charge locale du Québec, et que la ressource qui fournit cette capacité n'a pas été désignée par le Distributeur, serait-il identifié QCRND_{ferme}, malgré le fait qu'il s'agit d'un service non ferme?
- 11.2** Veuillez expliquer pourquoi seul le Producteur pourrait inscrire sur OASIS comme QCRND_{non ferme}, une capacité pour alimenter la charge locale à partir d'une ressource qui n'a pas été désignée par le Distributeur.
- 11.3** Dans le cas où une tierce partie s'engagerait à fournir de l'électricité au Distributeur pour alimenter la charge locale et où la ressource concernée n'a pas été désignée

par le Distributeur, cette transaction pourrait-elle être inscrite sur OASIS comme QCRND_{non ferme} ?

11.3.1 Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

11.4 Pour plus de clarté, veuillez fournir un tableau qui précise l'inscription appropriée sur OASIS des cas suivants pour ce qui a trait aux capacités fournies au Distributeur pour alimenter la charge locale :

11.4.1 Service ferme ou non ferme

11.4.2 Vendeur étant HQP ou une tierce partie

11.4.3 Ressource désignée ou non désignée

Citation 2 :

[PTP: "Point To Point" Capacité réservée pour les services de transport point à point confirmés.](#)

11.5 Veuillez préciser si l'appellation PTP fait référence tant au service de point à point ferme que non ferme.

Citation 3 (page 6) :

ii) [Méthodologie de calcul de la TRM](#)
[En général, les TRM sont basées sur l'historique des écarts prévisionnels. Sur les interconnexions où les demandes de service de transport peuvent entraîner des changements de configuration de réseau, les TRM sont des valeurs fixes établies en fonction des configurations possibles.](#)

[Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, le calcul de la TRM pour ces interconnexions correspond à la différence entre les capacités totales de transfert \(TTC\) du Transporteur et les capacités de transfert fermes avant prise en compte des ETC sur le réseau voisin.](#)

RÉFÉRENCE : | [TransÉnergie Transfer Capabilities \(disponible sur OASIS sur la page « Transmission Capacity Calculation Methods »\)](#)

Citation 4, page 7

III.2 Determining TRM

TRM is calculated as the difference between maximum potential TTC during a given period and the minimum transfer capability available for the major part of the same period. TRM values quantify inaccuracies associated with transfer capability forecasts. These inaccuracies stem from the variability of certain parameters affecting TTC (system load, ambient air temperature, internal generation on the interconnection system, and spinning capacity of the system as a whole). Potential transmission equipment or generating unit failures are currently not factored into TRM calculations.

11.6 Veuillez expliquer en quoi le deuxième paragraphe de la Citation 3 est cohérent avec le premier paragraphe de cette même citation.

11.7 Veuillez préciser si la modification proposée pour le calcul de la TRM (citation 3) est cohérente avec la définition de la TRM présentée à la Citation 4.

11.7.1 Le cas échéant, veuillez préciser en quoi elles sont cohérentes l'une avec l'autre. Sinon, veuillez expliquer pourquoi ces deux textes ne devraient pas être cohérents l'un avec l'autre.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-2** | **Doc. 2, fiche C-1**

Citation 1 (p. 2) :

<p>Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif <i>pro forma</i> de la FERC</p> <p>Ordonnance 890 : § 207. Ordonnance 890-C § 3-10.</p>
--

Préambule :

Le paragraphe 10 de l'Ordonnance 890-C fait référence au dossier RM-08-19-000 de la FERC, intitulé *Mandatory Reliability Standards for the Calculation fo Available Transfer Capability, Capacity Benefit Margins, Transmission Reliability Margins, Total Transfer Capability, and Existing Transmission Commitments and Mandatory Reliability Standards for the Bulk Power System*. Ce dossier a donné lieu à l'Ordonnance 729, Final Rule, émis le 24 novembre 2009 ainsi que de l'Ordonnance 729-A, du 5 mai 2010.

L'Ordonnance 729 approuve et exige des modifications dans six Modeling, Data and Analysis (MOD) Reliability Standards de la NERC, concernant le calcul d'ATC, TTC, CBM, TRM, etc.

12.1 Est-ce que les calculs d'ATC, TTC, CBM et TRM présentés à la fiche C-1 sont cohérents avec les MOD Reliability Standards de la NERC, dont notamment MOD-001, MOD-004 et MOD-008, telles que l'exige l'Ordonnance 729?

12.1.1 Si oui, veuillez préciser la concordance des méthodologies énoncées à la fiche C-1 avec les exigences de l'Ord. 729.

12.1.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi le Transporteur ne croit pas qu'il est opportun de se conformer avec les MOD Reliability Standards de la NERC et avec l'Ord. 729.

RÉFÉRENCE : **FERC ORDER 729-A** | |

Préambule :

L'Ordonnance 729-A clarifie le calendrier d'implantation de l'Ord. 729, tenant compte du fait que le calendrier d'approbation par les régulateurs des provinces canadiennes est hors du contrôle de la FERC. À la page 5, celle-ci précise que les MOD Reliability Standards de la NERC, adoptés dans l'Ord. 729, prendront force aux Etats-Unis le 1^{er} janvier 2011.

12.2 Veuillez décrire les démarches entreprises au Québec pour se conformer avec les MOD Reliability Standards de la NERC.

12.3 Le Transporteur a-t-il l'intention de modifier à nouveau ses *Tarifs et conditions*, et notamment l'Appendice C-1, pour se conformer éventuellement aux MOD Reliability Standards, notamment dans les méthodes de calcul de TTC, ATC, TRM et CBM ?

12.3.1 Le cas échéant, veuillez indiquer quand le Transporteur entend procéder à de telles modifications.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-15** | **Doc. 1**

13.1 Veuillez expliquer la pertinence de la pièce HQT-15, doc. 1 au présent dossier.

13.1.1 Plus concrètement, veuillez préciser :

13.1.1.1 en relation de quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est pertinente, et

13.1.1.2 les éléments précis de cette pièce sur lesquels le Transporteur s'appuie à l'égard de la modification mentionnée.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-16** | **Doc. 1**

14.1 Veuillez expliquer la pertinence de la pièce HQT-16, doc. 1 au présent dossier.

14.1.1 Plus concrètement, veuillez préciser :

14.1.1.1 en relation à quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est-elle pertinente, et

14.1.1.2 les éléments précis de cette pièce sur lesquels le Transporteur s'appuie à l'égard de la modification mentionnée.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-18** | **Doc. 1**

15.1 Veuillez expliquer la pertinence de la pièce HQT-18, doc. 1 au présent dossier.

15.1.1 Plus concrètement, veuillez préciser :

15.1.1.1 en relation à quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est-elle pertinente, et

15.1.1.2 les éléments précis de cette pièce sur lesquels le Transporteur s'appuie à l'égard de la modification mentionnée.

15.2 Veuillez commenter les similarités et différences entre le régime d'approbation de projets d'investissements avec celui qui était en vigueur aux États-Unis avant la mise en application de l'Ordonnance 890.

15.3 Veuillez commenter les similarités et différences entre le régime d'approbation de projets d'investissements avec celui qui est en vigueur aux États-Unis depuis la mise en application de l'Ordonnance 890.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-19** | **Doc. 1**

16.1 Veuillez expliquer la pertinence de la pièce HQT-19, doc. 1 au présent dossier.

16.1.1 Plus concrètement, veuillez préciser :

16.1.1.1 en relation à quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est-elle pertinente, et

16.1.1.2 les éléments précis de cette pièce sur lesquels le Transporteur s'appuie à l'égard de la modification mentionnée.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-22** | **Doc. 1**

17.1 Veuillez expliquer la pertinence de la pièce HQT-22, doc. 1 au présent dossier.

17.1.1 Plus concrètement, veuillez préciser :

17.1.1.1 en relation à quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est-elle pertinente, et

17.1.1.2 les éléments précis de cette pièce sur lesquels le Transporteur s'appuie à l'égard de la modification mentionnée.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-23 | Doc. 1

18.1 Veuillez expliquer la pertinence de la pièce HQT-23, doc. 1 au présent dossier.

18.1.1 Plus concrètement, veuillez préciser :

- 18.1.1.1 en relation à quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est-elle pertinente, et
- 18.1.1.2 les éléments précis de cette pièce sur lesquels le Transporteur s'appuie à l'égard de la modification mentionnée.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-24 | Doc. 1

19.1 Veuillez expliquer la pertinence de la pièce HQT-24, doc. 1 au présent dossier.

19.1.1 Plus concrètement, veuillez préciser :

- 19.1.1.1 en relation à quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est-elle pertinente, et
- 19.1.1.2 les éléments précis de cette pièce sur lesquels le Transporteur s'appuie à l'égard de la modification mentionnée.

RÉFÉRENCE : | R-3669 | HQT-25 | Doc. 1

20.1 Veuillez expliquer la pertinence de la pièce HQT-25, doc. 1 au présent dossier.

20.1.1 Plus concrètement, veuillez préciser en relation de quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est pertinente.

Citation (p. 2):

- 4.4 Aucun employé du Transporteur ne doit permettre qu'un employé d'une entité affiliée du Transporteur **qui participe à des activités de marchés de gros :**
- i) participe aux opérations liées au réseau de transport ou remplisse des fonctions de fiabilité du réseau de transport; ou
 - ii) **ait un accès au centre de conduite du réseau de transport ou à des installations semblables servant aux opérations de transport ou aux fonctions de fiabilité du réseau de transport, qui diffère, de quelque façon que ce soit, de l'accès offert aux autres clients du service de transport.**

Préambule :

Selon notre compréhension, un représentant d'HQP est présent au centre de conduite du réseau afin de coordonner la gestion des barrages en temps réel avec les besoins du Transporteur.

21.1 Veuillez confirmer, infirmer ou préciser l'affirmation faite en préambule.

21.2 Veuillez préciser si la clause « qui participe à des activités de marchés de gros » fait référence à « un employé » ou « une entité affiliée du Transporteur ».

21.3 Veuillez expliquer en quoi la présence d'un représentant d'HQP au centre de conduite du réseau est cohérente avec l'art. 4.4 du Code de conduite.

Citation (Annexe I, page 8)

Les entités suivantes sont considérées affiliées du Transporteur pour les fins de l'application du présent *Code de conduite* :

- Les autres divisions d'Hydro-Québec;
- Les unités administratives réalisant les activités corporatives d'Hydro-Québec;
- Les personnes qui oeuvrent au sein du Transporteur et dont les activités ne sont pas réglementées en vertu de la Loi;
- Les filiales de premier rang d'Hydro-Québec;
- Les filiales de second rang d'Hydro-Québec et leurs filiales;
- Les sociétés en commandite et coentreprises sous le contrôle effectif d'Hydro-Québec.

21.4 Veuillez fournir une liste des entités auxquelles font référence les trois derniers points de la citation, soit

21.4.1 Les filiales de premier rang d'Hydro-Québec

21.4.2 Les filiales de second rang d'Hydro-Québec et leurs filiales;

21.4.3 Les sociétés en commandite et coentreprises sous le contrôle effectif d'Hydro-Québec.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-26** | **Doc. 1**

22.1 Veuillez expliquer la pertinence de la pièce HQT-26, doc. 1 au présent dossier.

22.2 Plus concrètement, veuillez préciser en relation de quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est pertinente.

22.3 Plus concrètement, veuillez préciser :

22.3.1 en relation à quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est-elle pertinente, et

22.3.2 les éléments précis de cette pièce sur lesquels le Transporteur s'appuie à l'égard de la modification mentionnée.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-27** | **Doc. 1**

23.1 Veuillez expliquer la pertinence de la pièce HQT-27, doc. 1 au présent dossier.

23.2 Plus concrètement, veuillez préciser en relation de quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est pertinente.

23.3 Plus concrètement, veuillez préciser :

23.3.1 en relation à quelle(s) modification(s) proposée(s) aux Tarifs et conditions cette pièce est-elle pertinente, et

23.3.2 les éléments précis de cette pièce sur lesquels le Transporteur s'appuie à l'égard de la modification mentionnée.

Citation 1 (HQT-27, doc. 1, p. 1)

TransÉnergie's network is strongly "radial". It is based on long high voltage lines connecting large remote hydro production centers to a major load center located in the southern part of Québec, mainly in the Montréal region. It is also electrically isolated from the neighbouring systems as it is not synchronised with them. It is interconnected to its neighbours through controllable ties (DC links, radial interties). Providing for the local load therefore relies on the continuous possibility to transfer remote generation without being able to rely on instant support from neighbouring systems. As a consequence, TransÉnergie's network has been developed to avoid congestion on the main system in order to be able to provide reliable service to the Québec local load at all times using generation sources situated on its system. The lack of free flowing ties with neighbouring systems means that TransÉnergie's network is not affected by loop flows, therefore is not subject congestion that could result from activities on other systems, a common problem on interconnected systems. Such an absence of congestion makes possible modeling of the main TransÉnergie system by a single point.

Préambule:

Selon la Citation 1, le réseau de TransÉnergie a été développé afin d'éviter de la congestion, pour permettre un service de transport fiable à la charge locale en faisant recours exclusivement aux ressources de production sur son réseau.

- 23.4** Est-ce qu'il peut survenir que, malgré cette approche au développement du réseau de TransÉnergie, son réseau puisse à certains moments présenter une congestion pour d'autres raisons, soit par exemple une confluence particulière entre les besoins de la charge locale et ceux de ses clients de transport de point à point? Si la réponse est négative, veuillez l'expliquer en détail.

Préambule:

Selon la Citation 1, le réseau de TransÉnergie n'est pas affecté par de la congestion qui résulte des activités sur d'autres réseaux.

- 23.5** Est-ce qu'il peut survenir que le réseau de TransÉnergie présente une congestion pour d'autres raisons, soit par exemple une confluence particulière des besoins de ses propres clients de transport? Si la réponse est négative, veuillez l'expliquer en détail.

Citation 2 :

The Québec local load's main source of electricity is provided through the Patrimonial Decree (1277-2201 du 24 octobre 2001 concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale). Hydro-Québec Production is the sole producer of this very large quantity of electricity for Hydro-Québec Distribution which provides for most of the Québec load. Moreover, Section 49 of the "Loi sur la Régie de l'énergie" specifies in paragraph 11 that "uniform rates throughout the territory served by the electric power transmission system" must be maintained. Those characteristics, particular to the Québec wholesale market, make its representation as a single point possible.

- 23.6** Veuillez expliquer en quoi le fait qu'une grande partie des approvisionnements d'HQD soient fournis en fonction du décret patrimonial, d'une part, et que les tarifs

soient uniformes, de l'autre, fait en sorte qu'il est approprié de représenter le marché de gros québécois par un seul point.

Citation 3 :

Use of point "HQT" for Wheel-through transactions

Wheel-through transactions are represented on OASIS by a link between the intertie identification points established through the use of point "HQT". A Wheel-through transactions to deliver a specific power quantity to a neighbouring system is therefore represented by a reception identified as "XXXX-HQT" for the specified power quantity plus electrical losses related to a delivery of the specified power quantity identified as "HQT-YYYY".

The generation source and the load served being outside of point "HQT", TransÉnergie does not require their localization.

- 23.7** Est-ce que, pour une transaction Wheel-through, il est nécessaire de préciser simultanément le point de réception et le point de livraison? Le cas échéant, veuillez préciser les dispositions précises des *Tarifs et conditions* qui créent cette obligation.

Citation 4 :

Use of point "HQT" for generation interconnection directly to TransÉnergie's network

In order to keep its main system congestion free, TransÉnergie studies generation interconnections "to point HQT" by simulating the associated generation delivery through a proportional increase of the Québec local load by the same generation amount on the whole network.

- 23.8** Lors des simulations faites par TransÉnergie dans le cadre des études d'impact pour les demandes de connexion d'une centrale, comment détermine-t-elle l'emplacement géographique de la charge additionnelle?

23.8.1 Est-ce possible, advenant une situation où la charge réelle desservie par la nouvelle source est localisée de façon différente des hypothèses utilisées lors de l'étude d'impact sur le réseau, qu'une congestion se présente néanmoins, due aux écoulements de puissance non prévus au moment de l'étude d'impact?

23.8.2 Si la réponse est négative, veuillez l'expliquer en détail.

B. L'expertise de Philip Q. Hanser

RÉFÉRENCE 1 : | R-3669 | HQT-28 | Doc. 1

Citation 1:

21. HQT's system differs in one notable respect from transmission systems in the U.S. In the U.S., all transmitting utilities belong to one of three Interconnections (the Eastern Interconnect, the Western Interconnect, and ERCOT (Texas)) and are electrically synchronous with all other transmission systems in their Interconnection. This means that transmitting utilities have "free flowing" inerties with neighbouring systems, with the result that flows on one utility's system are affected by the loadings on other systems. HQT is asynchronous with the other systems that make up the Eastern Interconnection. The HQT system is interconnected with neighbouring systems through either "controllable" inerties or "radial" inerties, which are blocks of generation or load which are islanded from HQT in order to be attached to another system through AC inerties.

RÉFÉRENCE 2 : | R-3669 | HQT-20 | Doc. 2

Citation 2 (p. 9):

It should also be remembered that on September 27, 2006, the 1 NPCC officially recognized that the Quebec transmission system constitutes an interconnection in its own right, being asynchronous with neighbouring systems. Figure 1 shows the NPCC geographic regions for information purposes.

24.1 Please confirm or correct the following statements:

24.1.1 Each of the three interconnections mentioned are asynchronous with each other, and are connected with each other through either controllable or radial inerties.

24.1.2 Quebec constitutes a fourth interconnection, asynchronous with the others.

24.2 Please describe the similarities and differences between the Quebec interconnection and the ERCOT interconnection.

Citation 3 :

23. As stated in the HQT document “HQT Point” (exhibit HQT-27), the creation of the synthetic HQT Point was made possible both by the fact that the TransÉnergie system is asynchronous with the other systems in the Eastern Interconnection and because it is not subject to internal congestion. Given the absence of internal congestion in HQT’s system, there is no reason to list ATC for 240 distinct path pairs. Therefore, for planning purposes, HQT can be seen from external regions as a single point.

Citation 4 (HQT-27, doc. 1, p. 1)

TransÉnergie's network is strongly "radial". It is based on long high voltage lines connecting large remote hydro production centers to a major load center located in the southern part of Québec, mainly in the Montréal region. It is also electrically isolated from the neighbouring systems as it is not synchronised with them. It is interconnected to its neighbours through controllable ties (DC links, radial interties). Providing for the local load therefore relies on the continuous possibility to transfer remote generation without being able to rely on instant support from neighbouring systems. As a consequence, TransÉnergie's network has been developed to avoid congestion on the main system in order to be able to provide reliable service to the Québec local load at all times using generation sources situated on its system. The lack of free flowing ties with neighbouring systems means that TransÉnergie's network is not affected by loop flows, therefore is not subject to congestion that could result from activities on other systems, a common problem on interconnected systems. Such an absence of congestion makes possible modeling of the main TransÉnergie system by a single point.

- 25.1 Other than the affirmation provided in Citation 4 to the effect that “TransÉnergie’s network has been developed to avoid congestion on the main system ...”, do you have reason to believe that the TransÉnergie system is never subject to internal congestion? Please specify your information sources and explain your reasoning.

Citation 5 (Attachment 2, HQT OATT Original Sheet 205, Attachment C-1, s. 3.a iv))

Concurrent paths:

Certain portions of the Transmission Provider's system may supply more than one interconnection. Transfer capacity over such portions of the system may be less than the sum of the individual transfer capabilities of all interconnections supplied. ATC calculations factor in existing transmission commitments over such concurrent paths.

Preamble:

According to Citation 5, transfer capacity over portions of the HQT system which supply more than one interconnection or intertie (“concurrent paths”) may be less than the sum of the transfer capacity of these interconnections. The question concerns a hypothetical situation where transmission clients have simultaneously reserved the full transfer capacity over two such interconnections.

- 26.1** In the hypothetical situation described in the preamble, could the conditions on the concurrent path be described as congestion? If not, please explain the distinction between the two concepts.

Citation 6 (Attachment 2, HQT OATT Original Sheet 205, Attachment C-1, s. 3.a iv))

Simultaneous wheel-in capacity:

The total wheel-in capacity of the Québec Control Area varies as a function of system load, deliveries to neighboring systems, and the minimum generating capacity to be maintained on the system. This constraint could affect TTC values for receipts but is very rarely a limiting factor.

- 27.1** In those situation where the total wheel-in capacity of the Québec Control Area is less than the sum of the wheel-in capacity of each interconnection or intertie, due to the factors mentioned in the Citation, could the conditions responsible for limiting the total wheel-in capacity be described as congestion? If not, please explain the distinction between the two concepts.

Citation 7 :

26. HQT’s interfaces with neighbouring systems are mostly DC interconnections, with controllable flows. In other words, the flow and therefore the ATC across HQT’s interface with New England can be treated as independent of the ATC across HQT’s interface with New York. This is not the case with other systems that are AC-interconnected.
- 27.2** Is it also true that the ATC across HQT’s interface with New England can be treated as independent of the ATC across New England’s interface with New York? If not, please explain in detail.

27.3 Under what circumstances could the ATC from HQT into New York (or New England) be affected by flows or transmission conditions elsewhere in the receiving system? Please provide a detailed response, with examples, if appropriate.

Citation 8 :

27. Since the flow on each of HQT's DC interconnections with neighbouring systems is controllable and the ATC across one interconnection is independent from another interconnection, HQT does not require simultaneous modeling of all of its interfaces to determine the ATCs across each one. Thus, the most appropriate way for HQT to reflect FERC Order 890's requirement to have consistent ATCs with neighbouring systems across interfaces is to either adopt the neighbouring system's ATC or to request the neighbouring system to adopt HQT's ATC. I believe this is precisely what HQT attempts to achieve in its procedures outlined in its Attachment C-1.

27.4 Since the flow on the DC interconnection from HQT into New York (or New England) is controllable, is complex modelling of the receiving system required in order for that system to determine ATC on the HQT intertie? If so, please explain why.

27.5 Please confirm that, of the two solutions described, the one that you believe to be "precisely what HQT attempts to achieve in its procedures outlines in its Attachment C-1" is for HQT to adopt the neighbouring system's ATC.

Preamble:

Citation 5 describes a situation where ATC at an intertie is affected by transmission conditions elsewhere in the Quebec system.

27.6 Please explain how adopting the neighbouring system's ATC can take into account conditions such as those described in Citation 5.

Citation 9 :

28. The HQT approach has two notable features. First, since the ATC calculation does not rely on complex load flow calculations, the ATC calculation is very transparent. Second, the directness of the calculation avoids the necessity of potentially arguable assumptions about the electrical system's capability that would be required for a load flow analysis. It represents an objective method for calculating ATC.

Citation 10 (Attachment 2, Attachment C-1, HQT OATT Original Sheet 198):

For interconnections where firm transfer capability is coordinated between the Transmission Provider's system and a neighbouring system, such capability corresponds to the lower of the following capacity values: (1) firm capacity to receive (or deliver) power before the ETCs of the neighbouring system are taken into account, and (2) firm capacity to receive (or deliver) power before the ETCs of the Transmission Provider are taken into account.

Preamble:

In the opinion of the expert, HQT's proposed ATC calculation is very transparent.

- 28.1** Please define in mathematical terms (e.g., similar to those found in section 1 of Attachment C-1) your understanding of the term "firm transfer capability" as used in the Citation.
- 28.2** Please present in mathematical terms your understanding of the firm transfer capability calculation described in Citation 10.

Citation 2 (Attachment 2, Attachment C-1, HQT OATT Original Sheet 207, s. 3.d ii))

For interconnections where firm transfer capability is coordinated between the Transmission Provider's system and a neighbouring system, the calculation of TRM for these interconnections corresponds to the difference between the total transfer capability (TTC) of the Transmission Provider and the firm transfer capability before the ETCs on the neighbouring systems are taken into account.

29.1 Please define in mathematical terms (e.g., similar to those found in section 1 of Attachment C-1) your understanding of the term, "firm transfer capability before the ETCs on the neighbouring system are taken into account", as used in Citation 2.

29.2 Please present in mathematical terms your understanding of the TRM calculation described in Citation 11.

Citation 12 (Attachment 2, HQT OATT Attachment C-1, Sheet 202, Attachment C-1, s. 3.a ii))

3. Transfer capability components

a. Total transfer capability (TTC):

...

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

30.1 Please explain the relationship between the way that conditions on the neighbouring system are taken into account in determining TTC (Citation 12) and in determining TRM (Citation 11).

Citation 13 (Attachment 2, HQT OATT Attachment C-1, Sheet 204, Attachment C-1, s. 3.a iv))

Single-contingency loss of load (SCLL) limit:

The tripping of an interconnection being used for deliveries is equivalent to a loss of load on the Transmission Provider's system and results in a rise in system frequency. In order to ensure integrity of the Transmission Provider's system and continuity of service, the system operator limits the amount of load (MW) that can be tripped following a single contingency. This limit, called "SCLL", depends on the spinning capacity feeding the Transmission Provider's system and on the interconnection's location. The higher the spinning capacity, the higher the SCLL limit. Generally, spinning capacity increases with deliveries, decreases with receipts and follows changes in load. The SCLL limit is thus most constrictive at low loads and maximum receipts. The TTC for deliveries that the Transmission Provider establishes for each interconnection takes the SCLL limit into account.

31.1 Please explain how a higher amount of spinning capacity helps to reduce the rise in system frequency following a loss of load.

Citation 14 (Attachment 2, HQT OATT Attachment C-1, Sheet 206, Attachment C-1, s. 3.d i))

d. Transmission reliability margin (TRM):

i) Definition of TRM

TRM quantifies inaccuracies associated with transfer capability forecasts. The inaccuracies are due to the variability of the following factors affecting the TTC calculation: system load, ambient air temperature, operating voltage of the interconnection system, internal generation on the interconnection system, and spinning capacity of the system as a whole. The TRM for some interconnections also includes uncertainty for unexpected transmission equipment failure, a reserve to cover system configuration changes that may be required as a result of Transmission Service requests and parameters outside the Transmission Provider control (facility outages, system operating conditions and limits) that affect the transfer capability of neighboring systems.

Preamble:

According to the definition of TRM presented in Citation 14, TRM quantifies inaccuracies associated with transfer capability forecasts, due to the technical factors described therein.

According to the TRM calculation methodology presented in Citation 11, TRM is calculated based on the difference between HQT's TTC and the firm transfer capability on the neighbouring system (before ETCs are taken into account).

31.2 Please explain the relevance of the TRM definition presented in Citation 14, given the calculation methodology presented in Citation 11.

31.3 In your view, is Attachment C-1 consistent with NERC's MOD Reliability Standards adopted by FERC in Order 729?

31.3.1 If not, please specify what aspects of Attachment C-1 would have to be modified in order to bring it into conformity with NERC's MOD Reliability Standards adopted by FERC in Order 729.

31.3.2 Please describe the modifications that would be required in order to bring Attachment C-1 into conformity with NERC's MOD Reliability Standards adopted by FERC in Order 729.

C. L'expertise de Judah Rose

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-12** | **Doc. 1**

Citation 1 (p. 6) :

13 TransEnergie is not regulated by the U.S. FERC; it is regulated by the Quebec
14 Régie de l'énergie ("Régie"). However, TransEnergie must provide transmission
15 access equal to or superior to transmission access its affiliated entities receive in
16 the U.S. if TransEnergie and its affiliates want to use open access transmission
17 systems in the U.S.; this is referred to as the reciprocity requirement. It is my
18 understanding that transmission planning with Attachment K is not part of the
19 reciprocity requirements for non-jurisdictional utilities not owning transmission
20 assets in the U.S.

Citation 2 (p. 17-18)

23 Q. HOW DOES RECIPROCITY FIT IN?

1 A. TransEnergie is not a jurisdictional utility. It is not regulated by FERC. There is
 2 no requirement for a filing of Attachment K. However, there must be an open
 3 access tariff in place in order for TransEnergie and its affiliates to participate in
 4 open access in the U.S. It is my understanding that Attachment K transmission
 5 planning is not part of the reciprocity requirements for non-jurisdictional utilities
 6 not owning transmission assets in the U.S.

32.1 Please describe in detail the requirements “for if TransÉnergie and its affiliates want to use open access transmission systems in the U.S.” (reciprocity requirements).

32.2 Please confirm and provide references for your understanding that transmission planning with Attachment K is not part of the reciprocity requirements for non-jurisdictional utilities not owning transmission assets in the U.S.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-12** | **Doc. 1, Exhibit JLR-2 (p. 10)**

Citation 3 :

1
2

**EXHIBIT JLR-2
U.S. Utilities**

Utilities and Non-Utilities in the U.S.		
Type	Number of Companies	Nameplate Capacity (GW)
Utilities		
Investor Owned Utilities ¹	220	557
Rural Electric Cooperatives ¹	930	
Public Power Systems ¹	2,000	
Federal Utilities ²	9	73
Non-Utilities		
Independent Power Producers ³	1,034	388
Other Non-Utilities ⁴	628	78
Total	4,821	1,096

¹ Source: Keeping the Lights On in a New World, January 2009. The Electric Advisory Committee.
² Source: Number of federal utilities from 2007 EIA Form 861. Capacity of federal utilities from Keeping the Lights on in a New World, January 2009. The Electric Advisory Committee.
³ Source: EIA Form 906. Of the 1,045 total, there are 832 non-cogen IPPs. A total of 7,509 units of IPP and other IPPs was reported in the Ventyx database.
⁴ Source: EIA Form 906. Other Non-Utilities include industrial cogens and non-cogens, and commercial cogens and non-cogens.

32.3 Please provide the definition of “utility” and “non-utility” used in preparing this table.

32.4 Are these terms synonymous with the terms “public utility” and “non-public utility” as used by FERC? Please provide references to support your response.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-12** | **Doc. 1, pages 10-12**

Preamble :

In the section, the author identifies several elements in TransÉnergie’s transmission planning process which he considers superior to conditions found in the U.S.

Citation 4 (p. 12):

19 My familiarity with the existing TransEnergie planning process is limited and I
20 have not conducted a detailed review of the process. However, I am familiar with
21 Attachment K and I note that selected aspects of the Attachment K requirements
22 already appear to have been met at least in part by virtue of the openness to
23 participation by and coordination with neighboring transmission providers, and
24 transmission customers.

33.1 Has FERC ever exempted a jurisdictional U.S. utility from the requirement to include Attachment K in its OATT on the basis that its pre-existing planning process met selected aspects of the Attachment K requirements at least in part?

33.2 To the best of your knowledge, has FERC ever exempted a jurisdictional U.S. utility from the requirement to include a planning process equivalent or superior to that found in Attachment K of its pro forma OATT for any reason? If so, please specify the reason(s).

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-12** | **Doc. 1**

Citation 5 (p. 13):

2 In conclusion, it does not appear necessary to add an Attachment K to the
3 *Hydro-Québec OATT* to achieve a well functioning planning system, to improve
4 the existing process or to meet the requirements for reciprocity.

Citation 6 (p. 23):

4 Q. WHY DID FERC BELIEVE THERE TO BE A NEED FOR ATTACHMENT K IN
5 THE U.S.?

6 A. FERC believed there was a need for additional transmission planning
7 requirements in the U.S. for two reasons. The first, and in my opinion, the
8 primary reason was that acute U.S. transmission problems could, in part, be
9 solved by improved planning. The problems included: (1) insufficient
10 transmission investment, (2) excessive transmission congestion, (3) reliability
11 problems, and (4) lack of coordination. The second reason was FERC's view

12 that inadequate planning might facilitate discrimination by transmission providers.

13 As a consequence, prices could rise and grid infrastructure investment could be
14 too low.

Preamble :

Citation 5 does not mention the second reason invoked by FERC in Citation 6, namely that inadequate planning might facilitate discrimination by transmission providers.

34.1 Is it your opinion that there is no risk in the TransÉnergie system that inadequate planning might facilitate discrimination by transmission providers?

34.1.1 If you find there to be no such risk, please specify your reasons for making this determination.

34.1.2 If you are unable to exclude the possibility that inadequate planning might facilitate discrimination by transmission providers in the TransÉnergie system, please explain why you believe that adding Attachment K to TransÉnergie's OATT would not help mitigate this concern.

Citation 7 (p. 18-19) :

8 Q. WHAT HAS BEEN THE RESPONSE OF CANADIAN UTILITIES TO
9 ATTACHMENT K?

10 A. No Canadian utility has filed an Attachment K. New Brunswick has filed a brief
11 Attachment K that at best addresses one area; I do not believe it is even close to
12 being in compliance with Attachment K (see Exhibit JLR-4).

13

14 Q. ARE THERE DIFFERENCES BETWEEN TRANSENERGIE AND OTHER
15 CANADIAN SYSTEMS?

16 A. Yes, and I would like to highlight two. First, all other Canadian systems are AC
17 Interconnected to U.S. and Canadian transmission systems with exception of
18 Newfoundland. Therefore, transmission planning of other Canadian utilities has
19 additional issues to be addressed in coordination with U.S. utilities. Thus, even if
20 others filed Attachment K with their regulators, it might reflect their degree of
21 physical integration with U.S. systems. Second, British Columbia owns
22 transmission facilities in the U.S. while other Canadian utilities do not. It should

1 be noted that British Columbia is filing to its regulator, a revised planning process
2 closely patterned after Attachment K.¹⁹

Preamble :

Lines 21-22 of the Citation suggest that “Quebec” does not own transmission facilities in the U.S.

35.1 Please confirm that neither Hydro-Québec nor its subsidiaries (i.e., TransÉnergie or its affiliates) own transmission facilities in the U.S.

35.1.1 In the event that transmission facilities in the U.S. are owned by Hydro-Québec, by its subsidiaries or by TransÉnergie affiliates, please identify them and the entities that own them.

35.1.2 If you are unable to respond to this question, please either:

35.1.2.1 Consult with TransÉnergie to allow you to respond, or

35.1.2.2 Transfer this question to TransÉnergie in order that it may respond directly.

35.2 Please specify whether or not the Attachment K filed by British Columbia (sic) to its regulator applies only to the transmission facilities it owns in the U.S., or to the transmission facilities within British Columbia as well.

35.3 Please provide a copy of the most recent version of the Attachment K filed by British Columbia (sic) to its regulator.

35.3.1 Please indicate the status of this request, and provide reference to and a copy of any decisions in this matter issued its regulator.

RÉFÉRENCE : | [R-3669](#) | [HQT-12](#) | [Doc. 1](#)

Citation 8 (p. 22) :

6 Q. WHAT ARE YOU REBUTTING WITH REGARD TO MR. RAPHALS'
7 TESTIMONY IN THIS PROCEEDING?

8 A. He states on page 3 of the translation of Mr. Raphals' testimony that: "This, in our
9 view, is a wrongful interpretation of Order 890". Mr. Raphals is referring, in part,
10 to "The Transmission Provider's interpretation is thus that FERC's main concern
11 is that in situations where "many transmission providers in an interconnection
12 characterized by congestion and zones with variable prices," [and] "those
13 benefiting from congestion can be interested in seeing transmission investment
14 projects fail."²²

15

16 Q. WHAT IS YOUR RESPONSE?

17 A. My response to Mr. Raphals is similar to my response to Dr. Sinclair in that I
18 disagree with the view that acute problems in the U.S. transmission system,
19 including congestion, were not the main motivating factors; they were in my
20 opinion. There is certainly ample evidence they were the main factors as
21 discussed in the next section.

22

23

²² See pages 2 and 3 of the English translation of Mr. Raphals' testimony, Section 9 Planning Process.

36.1 Please provide a copy of the English translation of Mr. Raphals' testimony which you consulted.

Preamble :

The author appears to be making reference to the following passage from Mr. Raphals' testimony:

L'interprétation du Transporteur est donc que la FERC se préoccupe surtout des situations où, en « présence de plusieurs transporteurs dans une interconnexion aux prises avec de la congestion et des zones de prix variables », « ceux qui tirent des bénéfices d'une situation de congestion peuvent souhaiter faire échouer les projets d'investissements en transport. »

Il s'agit, à notre avis, d'une interprétation erronée de l'Ordonnance 890. Lu ensemble, cette section indique clairement que la discrimination en question n'est pas du tout celle d'un transporteur qui veut faire échouer des projets de transport qui risquent de réduire les bénéfices qu'il tire d'une situation de congestion, **mais plutôt la discrimination en faveur des ventes d'électricité d'une entité affiliée**, comme le démontrent les passages soulignés des paragraphes 422 à 424 :

The translation quoted in the Citation is inaccurate, as the addition of the word "[and]" significantly alters the meaning. The author translates this passage as follows:

"The Transmission Provider's interpretation is thus that FERC is primarily concerned with situations where, in the presence of many

transmission providers in an interconnection characterized by congestion and zones with variable prices, those benefitting from congestion can be interested in seeing transmission investment projects fail.

“This is, in our view, an erroneous interpretation of Order 890. Read together, this section [of Order 890] clearly indicates that the discrimination in question is not that of a transmission provider that wishes to make fail transmission projects that would reduce the benefits that it [the transmission provider] derives from the existing congestion, but rather discrimination in favour of electricity sales by an affiliated entity, as can be seen in the underlined passages of paragraphs 422 to 424 [of Order 890]: ...”

37.1 Given the more accurate translation of Mr. Raphals’ testimony presented above, do you still consider “the view that acute problems in the U.S. transmission system, including congestion, were not the main motivating factors” to be an accurate summary of his point of view?

37.1.1 If so, please identify specific passages in Mr. Raphals’ testimony where he affirms that acute problems in the U.S. transmission system, including congestion, were not motivating factors.

37.2 Please explain the type of discrimination referred to in Citation 6, where you state that the second reason for requiring Attachment K was “FERC’s view that inadequate transmission planning might facilitate discrimination by transmission providers”.

37.2.1 In your view, was FERC referring only to discrimination in order to allow transmission providers to maintain congestion-based revenues they might obtain, or was it also referring to the possibility that transmission providers might exercise discrimination in order to favour affiliated market participants?

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-12** | **Doc. 1**

Citation 9 (p. 46):

3 Q. WHAT IS THE TRANSMISSION COST ALLOCATION ISSUE AND HOW DOES
4 IT RELATE TO TRANSMISSION INVESTMENT AND CONGESTION?
5 A. The allocation of transmission costs of new projects varies widely across the U.S.
6 In some cases, the transmission costs for upgrades and new projects are
7 allocated to all users, e.g., based on the user's share of total load or other
8 methods, unless it involves the interconnection of the plant to nearby grid
9 elements. In other cases, the cost of transmission upgrades is attributed to the
10 incremental generator (especially IPPs) that precipitates the need for that
11 enhancement even though the need is jointly created by their request and those
12 of existing users and benefits are available to multiple users. This can result in
13 huge charges for transmission expansion which discourages investment. To the
14 extent IPPs or other users are unfairly allocated upgrade costs, this could
15 constitute discrimination and/or as noted decrease the amount of construction

38.1 Have the regulatory documents specifying these diverse methods to allocate the transmission costs of new projects been approved by the FERC?

38.2 Has FERC ever considered requiring a single approach to cost allocation in order to avoid the effects you describe?

38.2.1 If so, please provide a brief summary of FERC's decisions and reasons in this regard.

38.3 Please explain the approach used by TransÉnergie, and indicate whether or not, and if so to what extent, it unfairly allocates upgrade costs to IPPs or other users.

38.3.1 If your knowledge of the TransÉnergie system is inadequate to respond to this question, please either:

38.3.1.1 Consult with TransÉnergie to allow you to respond, or

38.3.1.2 Transfer this question to TransÉnergie in order that it may respond directly.

Citation 10 (p. 46-47):

17 Q. WHAT IS THE ECONOMIC PLANNING ISSUE AND HOW DOES IT RELATE
18 TO TRANSMISSION INVESTMENT AND CONGESTION?

19 A. The economic planning issue is a requirement that transmission investment not
20 be limited to the minimum needed for system reliability. If the system is
21 systematically anticipating the economic need for transmission separate from
22 individual transmission service requests, it is less likely to place all of the cost
23 burden on the unaffiliated entity requesting service, and thus, less likely to
24 discourage transmission investment. Again, this is an example of Attachment K
1 responding in part to specific U.S. problems that contribute to congestion and
2 lack of investment.

39.1 Does TransÉnergie systematically anticipate economic need for transmission separate from individual transmission service requests? If so, please provide details as to how this process is carried out.

39.1.1 If your knowledge of the TransÉnergie system is inadequate to respond to this question, please either:

39.1.1.1 Consult with TransÉnergie to allow you to respond, or

39.1.1.2 Transfer this question to TransÉnergie in order that it may respond directly.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-12** | **Doc. 1**

Citation 11 (p. 52):

3 Q. WHAT ARE YOUR CONCLUSIONS?
4 A. TransEnergie is not required to file Attachment K under Order 890 at the U.S.
5 FERC. TransEnergie can have a planning process tailored to its unique
6 conditions, many of which are superior in terms of meeting the goals of
7 Attachment K compared to U.S. utilities. Key elements of superiority include: (1)
8 already having planning on the Interconnection level, (2) a single lead regulator,
9 (3) a single major transmission provider, (4) no AC interconnections, and hence,
10 no loop flows, (5) a smaller system to regulate, and (6) higher \$/kW of load of
11 investment in transmission. Testimony provided by Dr. Sinclair, Mr. Marshall and
12 Mr. Raphals is inadequate in describing the motivation for Attachment K and the
13 extent to which some aspects of the TransEnergie situation are already better
14 suited to meeting Attachment K goals compared to U.S. conditions.

40.1 Please describe any aspects of TransÉnergie’s planning process which do not currently meet Attachment K goals, referring specifically to the nine principles referred to on pages 16-17 of your report (coordination, openness, transparency, comparability, dispute resolution, regional participation, economic planning studies, and cost allocation for new projects).

D. L’expertise de Ren Orans

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-12** | **Doc. 2**

Citation 1 (p. 9):

3 Responding to WKM's criticism of HQT's proposal requires the contextual
4 background of HQT as a provider of imbalance energy service. Since HQT's
5 OATT, which has been approved by the Régie, permits a grid user to self-
6 supply imbalance energy, HQT is a "default" provider of imbalance energy
7 service to a user who chooses not to self-supply. In other words, any grid user
8 can procure its own imbalance energy service, so long as the chosen supplier
9 is verified to be capable of providing such service.

41.1 Please describe and reference the procedures currently in effect for a grid user to procure its own imbalance energy service from a third party.

41.2 Please describe and reference the procedures currently in effect to verify whether or not a proposed supplier is capable of providing such service.

RÉFÉRENCE : | [R-3669](#) | [HQT-12](#) | [Doc. 2](#)

Citation 2 (p. 10):

1 HQT does not profit from its imbalance service. To ensure full cost recovery,
2 HQT must exactly pass, on a dollar-for-dollar basis, its procurement cost for
3 the amount of imbalance service consumed by a user. Failure to do so will

Citation 3 (p. 11):

12 WKM (p.4) argues that HQT's proposal of incremental and decremental prices
13 is unduly discriminatory. The argument overlooks the fact that HQT has no
14 profit incentive for price discrimination. HQT's pricing formula exactly mirrors
15 the imbalance procurement offer from HQP. This is necessary for HQT's full
16 cost recovery in accordance with each user's consumption of the service.

Citation 4 (HQT-9, doc. 3, p. 7, Original Sheet No. 162):

of the incremental/decremental price, (ii) charge for the portion deviating from the scheduled transaction by over $\pm 1.5\%$ to $\pm 7.5\%$ (or over 2 to 10 MW) (Band 2), applicable on an hourly basis to any generator imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions, payable at the end of each month and equalling 110% of the incremental price or 90% of the decremental price, and (iii) charge for the portion deviating from the scheduled transaction by more than $\pm 7.5\%$ (or over 10 MW) (Band 3), applicable on an hourly basis to any generator imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions and equalling 125% of the incremental price or 75% of the decremental price, except that intermittent resources shall be exempt from Band 3 charges and shall pay Band 2 charges on all deviations exceeding Band 1. For the purposes of this Schedule, an "intermittent resource" is an electricity generating unit with non-dispatchable output, driven by a non-storable source of energy and which thus cannot respond either to variations in system load or to security-related transmission constraints.

42.1 In the case of a generator that undersupplies by more than 1.5% or 2 MW and is charged subject to the section ii) or iii) of paragraph 2 of Schedule 4 (110% or 125% of the incremental price) for imbalance pricing, please specify whether the amounts collected over and above the incremental price charged by HQP are retained by HQT.

42.2 In the case of a generator that oversupplies by more than 1.5% or 2 MW and is paid subject to the section ii) or iii) of paragraph 2 of Schedule 4 (90% or 75% of the decremental price), please specify whether the difference between this amount and the amounts received from HQP is retained by HQT.

42.2.1 Does the expert maintain his assertion that HQT does not profit from imbalance service?

42.2.2 Does the expert maintain his assertion that HQT's pricing formula exactly mirrors the imbalance procurement offer from HQP?

RÉFÉRENCE : | [R-3669](#) | [HQT-12](#) | [Doc. 2](#)

Citation 5 (p. 11):

3 The above example illustrates that when the imbalance costs are not fully
4 passed on to transmission customers, the transmission provider is
5 transformed from a neutral facilitator between the supplier and users of
6 imbalance energy to an entity having an energy position. Moreover, this
7 would jeopardize Hydro-Québec's functional separation between the
8 transmission provider (HQT) and the market participant (HQP) because HQT
9 would become involved in energy trading, buying electricity at a price different
10 from what it would sell it to its transmission customers.

Citation 6 (p. 15) :

- 15 • It is not desirable that HQT become a market participant, by buying/selling
16 electricity to its transmission customers causing energy imbalances at a
17 price different from the price at which it transacts with HQP because this
18 would create a conflict with HQ's functional separation.

43.1 Please elaborate upon your suggestion that when the imbalance costs are not fully passed on to transmission customers, this would jeopardize Hydro-Québec's function separation.

43.1.1 Does this remark also apply in the situations invoked in questions 42.1 and 42.2? If not, why not?

43.1.2 Please indicate what specific aspects of Quebec law, regulation or policy would be affected by the situation where HQT buys or sells electricity to its transmission customers causing energy imbalances at a price different from the price at which it transacts with HQP.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-12** | **Doc. 2**

Citation 7 (p. 11-12):

17 WKM (p.5) argues that HQT's formula should not have minimum and
18 maximum prices. WKM misinterprets the minimum and maximum prices,
19 referring to them as "excessive penalty charges" (p.5) and suggesting that
1 HQT could reap a "windfall gain" as a result (p.6). In fact, the minimum and
2 maximum prices are not penalties set by HQT, but instead are dictated by the
3 procurement offer from HQP. In passing these costs through to the imbalance
4 energy customer, HQT receives no financial benefit. Rather, this pass through

Citation 8 (p. 9) :

15 HQT does not own or control any generation resources. Nor does it control or
16 serve any loads. In order to provide the imbalance service, HQT must procure
17 from suppliers that can technically and reliably offer this service. At present,
18 HQP is the only demonstrated qualified supplier for this service. Since its
19 inception, HQT has been procuring the imbalance service from HQP.

44.1 In your opinion, is it conceivable that HQ Production could obtain a "windfall gain", if its procurement offer contained "excessive penalty charges" or otherwise permitted it undue financial benefits in relation to its actual costs (including opportunity costs) for providing the service?

Preamble:

HQT is regulated by the Régie de l'énergie, and HQP is an unregulated affiliate.

44.2 Given that HQP is the only demonstrated qualified supplier for imbalance service, what regulatory tools would be available to the Régie if it were to conclude that HQP's offer permitted it to obtain undue financial benefits?

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-12** | **Doc. 2**

Citation 9 (p. 16):

7 • To ensure full recovery of HQT's procurement cost for imbalance service,
8 imbalance pricing must mirror the offer from HQP. Thus, PR's proposed
9 modification may cause under-collection.

45.1 Were you provided an English translation of Mr. Raphals' testimony? If so, please provide a copy.

45.2 Please confirm or correct your statement that PR's proposal would not cause under-collection if HQP's offer were similarly modified.

RÉFÉRENCE : | **R-3669** | **HQT-12** | **Doc. 2**

Citation 10 (p. 16):

10 • PR's proposal does not discourage users from over- or under-scheduling.
11 To discourage grid users from over- or under-scheduling, HQT's proposed
12 formula uses Bands 2 and 3 to identify large deviations and set prices.
13 Incorporating the minimum and maximum prices, the formula widens the
14 spread between the incremental and decremental prices by band size to
15 discourage large deviations.

46.1 Please confirm or correct your statement that PR's proposal does not affect the spread between the incremental and decremental prices by band size to discourage large deviations, but only the underlying incremental/decremental price.

Citation (p. 17):

10 To be sure, renewable, non-dispatchable generators have less control over
11 their energy output profile. However, renewable, non-dispatchable generators
12 are exempted from Band 3 of HQT's proposal. Further, it is my understanding
13 that Hydro-Québec Distribution (HQD), under Native-Load Transmission
14 Service, provides balancing and firming services to all existing wind
15 generators that have signed contracts with HQD. Thus, the most significant
16 source of renewable, non-dispatchable generation in Québec is not subject to
17 the imbalance energy pricing, which is applicable only to Point-to-Point
18 Transmission Services.

Preamble:

The pricing proposal presented by HQP includes a minimum price in the case of undersupply (\$100CA/MWh for deviations over 1.5%) and a maximum payment in the event of oversupply (\$25CA/MWh for deviations between 1.5% and 7.5%, and \$0 for deviations over 7.5%).

- 47.1 Are renewable, non-dispatchable generators also exempted from the minimum price in the case of undersupply and the maximum prices in the event of oversupply that are contained in HQP's offer?**
- 47.2 In your opinion, is it possible that the inclusion of the minimum and maximum prices described in the preamble might tend to discourage wind generators who do not have a contract with HQD from making use of point-to-point transmission services?**