

Le 19 mai 2009

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 du RNCREQ au Transporteur**

Dossier : R-3669-2008 phase II

Chère consœur,

Nous vous transmettons avec la présente, la demande de renseignements no 1 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 Carolina Rinfret (HQT)
Philip Raphals
Philippe Bourke
Richard Massicotte

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3669-08 PHASE 2

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS #1 DE L'EXPERT DU RNCREQ ET DE UC

A. La reforme des Tarifs et conditions du Transporteur

RÉFÉRENCE 4: | R-3669 | HQT-10 | Doc. 1

Préambule :

HQT propose de modifier ses Tarifs et conditions pour se conformer, en grande partie, avec les ordonnances 890 et 890-A de la FERC.

- 1.1 Veuillez préciser si, de l'avis du Transporteur, de telles modifications sont requises par :
 - 1.1.1 Les lois ou la réglementation en vigueur au Québec ou aux États-Unis
 - 1.1.2 Les politiques gouvernementales québécoises, canadiennes ou américaines
 - 1.1.3 Des ordonnances ou autres décisions de la Régie de l'énergie
 - 1.1.4 Des ordonnances ou autres décisions de la FERC
- 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 »)?
- 1.3 Veuillez fournir un tableau qui indique, pour chacun des éléments des ordonnances que le Transporteur désire intégrer à ses *Tarifs et conditions*,
 - le texte tarifaire (de l'OATT) requis par la FERC pour les transporteurs sous sa compétence ;
 - le texte correspondant proposé par le Transporteur, dans sa version anglaise (afin de faciliter la comparaison avec la première colonne), et
 - le texte actuel des *Tarifs et conditions* du Transporteur, toujours dans la version anglaise (pour la même raison).

- 1.3.1 Dans chaque cas où, dans le tableau fourni en réponse à la question précédente, les deux premières colonnes ne sont pas identiques, veuillez expliquer la ou les raison(s) ayant motivé la (les) différences .

Référence : **i) FERC, Ordonnance 890**
Section IV C3: Applicability of the Final Rule : Non-
Public Utility Transmission Providers / Reciprocity
(paragraphe 162 à 167)

Citation :

162. In Order No. 888, the Commission conditioned non-public utilities' use of public utility open access services on an agreement to offer comparable transmission services in return. The Commission found that, while it did not have the authority to require nonpublic utilities to make their systems generally available, it did have the ability and the obligation to ensure that open access transmission is as widely available as possible and that Order No. 888 did not result in a competitive disadvantage to public utilities.

163. Under the reciprocity provision in section 6 of the pro forma OATT, if a public utility seeks transmission service from a non-public utility to which it provides open access transmission service, the non-public utility that owns, controls, or operates transmission facilities must provide comparable transmission service that it is capable of providing on its own system. Under the pro forma OATT, a public utility may refuse to provide open access transmission service to a non-public utility if the non-public utility refuses to reciprocate. A non-public utility may satisfy the reciprocity condition in one of three ways. First, it may provide service under a tariff that has been approved by the Commission under the voluntary "safe harbor" provision. A non-public utility using this alternative submits a reciprocity tariff to the Commission seeking a declaratory order that the proposed reciprocity tariff substantially conforms to, or is superior to, the pro forma OATT. The non-public utility then must offer service under its reciprocity tariff to any public utility whose transmission service the non-public utility seeks to use. Second, the non-public utility may provide service to a public utility under a bilateral agreement that satisfies its reciprocity obligation. Finally, the non-public utility may seek a waiver of the reciprocity condition from the public utility.

- 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 ?
- 2.2 Le cas échéant, veuillez préciser laquelle ou lesquelles des trois façons de rencontrer les exigences de réciprocité mentionnées au paragraphe 163 s'applique(nt), en expliquant quand et comment ce statut y aurait été attribué.
- 2.3 Plus spécifiquement :
- 2.3.1 Est-ce que les *Tarifs et conditions* du Transporteur ont été approuvés par la FERC en vertu de son « safe harbour provision » ? Le cas échéant, veuillez fournir des précisions.

- 2.3.2 Est-ce qu'Hydro-Québec ou l'une ou l'autre de ses entités affiliées fournit des services à des entités qualifiées comme « public utility » par la FERC en vertu d'une entente bilatérale qui respecte l'obligation de réciprocité de l'OATT ? Le cas échéant, veuillez fournir des précisions.
- 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.
- 2.4 Est-ce que les *Tarifs et conditions* du Transporteur ont déjà fait l'objet d'une étude par la FERC? Le cas échéant, veuillez préciser :
- 2.4.1 La date et le contexte dans lequel les *Tarifs et conditions* ont été soumis à la FERC ;
- 2.4.2 Un bref sommaire de toute décision prise par la FERC à cet égard.
- 2.5 Est-il prévu ou probable qu'Hydro-Québec ou l'un ou l'autre de ses affiliés dépose les *Tarifs et conditions* du Transporteur devant la FERC dans un avenir prévisible? Le cas échéant, veuillez en préciser le cadre d'un tel dépôt.
- 2.5.1 Veuillez commenter les conséquences possibles ou probables si jamais la FERC jugeait que les *Tarifs et conditions* du Transporteur sont, ou ne sont pas, en conformité avec les exigences de celle-ci en vertu des Ordonnances.

B. Définitions

RÉFÉRENCE 1: | HQT-1, doc. 1, p. 29 |
RÉFÉRENCE 2: | HQT-2, doc. 1 | Fiche : Art. 1.2

Préambule :

La nouvelle définition d'« affiliée » fait référence aux personnes morales, sociétés de personnes et « autres entités ».

La fiche indique que cette définition indique que les divisions d'une société intégrée (comme Hydro-Québec) sont incluses dans la définition d'affiliée.

- 3.1 Pourquoi le Transporteur a-t-il choisi de ne pas expliciter dans sa définition que les divisions d'une société intégrée constituent des affiliées ?

C. La cession ou revente de capacité de transport

RÉFÉRENCE 1:	HQT-1, doc. 1	p. 19-20
RÉFÉRENCE 2:	HQT-2, doc. 1	Fiche 23.1
RÉFÉRENCE 3:	HQT-2, doc. 1	Fiche App. A-1

Citation 1 (réf. 1):

2 La FERC constate que le prix plafond imposé par le biais de l'ordonnance
3 n° 888 pour la revente de capacité de transport de point à point par les clients
4 du service de transport n'est plus juste et raisonnable. De plus, la revente de
5 capacité n'a pas donné lieu à un marché secondaire suffisamment actif depuis
6 la publication de cette ordonnance³¹.

4.1 Est-ce que le Transporteur considère que le prix plafond de l'art. 23.1 des *Tarifs et conditions* en vigueur n'est plus juste et raisonnable?

4.1.1 Le cas échéant, veuillez indiquer à quel moment et pour quelles raisons il en est venu à cette conclusion.

4.2 Est-ce que le Transporteur considère que le prix plafond de l'art. 23.1 n'a pas donné lieu à un marché secondaire suffisamment actif ? Le cas échéant :

4.2.1 Veuillez expliquer les bénéfices pour le Transporteur, pour ses clients, pour la charge locale ou pour la société québécoise qui, selon lui, découleraient de l'existence d'un marché secondaire plus actif.

4.2.2 Veuillez préciser les risques ou inconvénients pour le Transporteur, pour ses clients, pour la charge locale ou pour la société québécoise en général que pourraient entraîner la modification proposée.

Citation 2 (réf. 1) :

15 **Orientation du Transporteur**

16 L'article 23.1 des *Tarifs et conditions* prévoit déjà la revente de capacité par le
17 client (revendeur) à un autre client admissible (cessionnaire). On y prévoit que
18 le prix payé ne peut excéder le plus élevé des montants suivants : (i) le prix
19 initial payé par le revendeur; (ii) le tarif maximum du Transporteur au moment
20 de la cession ou revente; ou (iii) le coût d'opportunité du revendeur, plafonné
21 au coût d'expansion du Transporteur.

4.3 Veuillez expliquer, exemples à l'appui, comment le coût d'opportunité du revendeur est établi pour l'application des *Tarifs et conditions* présentement en vigueur.

Citation 3 (réf. 2) :

Pendant la période expérimentale qui s'étend jusqu'au 1^{er} octobre 2010, FERC assujettit les transporteurs sous son autorité à des déclarations de renseignements supplémentaires sur la revente dans leurs rapports trimestriels.

Le développement du marché secondaire des services de transport contribue à mitiger le risque des acheteurs de transport, particulièrement ceux qui s'engagent pour une période de cinq (5) ans ou plus, en facilitant la revente au prix de marché si leurs besoins venaient à changer. De plus, la revente permet d'optimiser les capacités de transport requises par les clients, en leur permettant de racheter la capacité disponible au prix de marché, plutôt qu'en demandant un nouveau service de transport.

Le Transporteur estime devoir offrir au client du service de transport de point à point des conditions de marché comparables à celles dont ses affiliées bénéficient sur les réseaux tiers.

4.4 Veuillez lister les réservations en vigueur ayant une durée de 5 ans et plus.

4.4.1 Veuillez identifier les clients de transport non affiliés qui ont fait ou qui ont fait une demande pour une ou des réservations de 5 ans ou plus.

4.4.2 Veuillez identifier les clients de transport non affiliés qui ont indiqué au Transporteur leur intérêt à faire des réservations de 5 ans ou plus.

4.4.3 Est-ce que le Transporteur a raison de croire que les clients de transport qui utilisent des réservations de 5 ans ou plus ont besoin de mitiger leur risque? Le cas échéant, veuillez préciser ces raisons.

4.5 Le Transporteur a-t-il évalué la possibilité ou la probabilité qu'un client de transport puisse obtenir ou exercer un contrôle indu sur certains chemins de transport, si le prix plafond est enlevé ?

4.5.1 Le cas échéant, veuillez préciser les réflexions du Transporteur à cet égard.

Citation 4 (réf. 3) :

Révision mise en place par l'ordonnance 890

La FERC a conclu dans l'ordonnance 890 que les méthodes existantes pour la revente de services de point à point n'étaient pas suffisantes pour permettre le développement du marché secondaire des services de transport de point à point. L'objectif de la FERC est que le développement d'un marché secondaire pour la capacité de transport constitue une solution de rechange valable au marché primaire, soit la vente des services de transport par le transporteur. Afin de faciliter le développement du marché secondaire, FERC supprime le prix plafond pour la revente par un client à un autre client pour une période expérimentale, soit jusqu'au 1^{er} octobre 2010, permettant ainsi aux revendeurs et acheteurs potentiels de négocier entre eux le prix de la revente. Selon FERC, cette approche permet d'allouer le service de transport au client qui le valorise le plus, donnant ainsi un signal de prix approprié pour faciliter de nouveaux investissements en transport afin de réduire la congestion sur les réseaux. La FERC limite toutefois le retrait du plafond à la revente à une période se terminant le 1^{er} octobre 2010, afin de pouvoir mieux en évaluer les conséquences. D'autre part, FERC refuse d'appliquer aux affiliées du transporteur pour la revente des conditions différentes de celles qui s'appliquent à des tiers car cela ne ferait que limiter inutilement la fluidité du marché. FERC refuse également d'obliger les revendeurs à tenir des enchères électroniques pour la revente. Selon FERC, l'utilisation possible d'OASIS pour afficher la capacité à revendre suffit à renseigner les participants au marché sur les reventes possibles.

Préambule :

- Selon la citation 3, l'objectif de la FERC est de faire en sorte qu'un marché secondaire pour la capacité de transport constitue une solution de rechange valable au marché primaire. Elle base sa décision sur la perception que cette approche permettra d'allouer le service de transport au client qui le valorise le plus, donnant ainsi un signal de prix approprié pour faciliter de nouveaux investissements en transport afin de réduire la congestion sur les réseaux.
- 4.6 Selon le Transporteur, est-ce qu'il s'agit d'un objectif valable pour le Québec? Veuillez expliquer et élaborer votre réponse.
- 4.6.1 Est-ce que le Transporteur considère qu'il est nécessaire de donner un meilleur signal de prix sur le transport au Québec pour faciliter de nouveaux investissements en transport afin de réduire la congestion sur le réseau du Transporteur?
- 4.6.2 Si la réponse aux deux questions précédentes est négative, veuillez expliquer pourquoi le Transporteur propose d'éliminer le prix plafond sur la revente des capacités de transport.
- 4.7 Le Transporteur considère-t-il que la période allant de la date de la décision finale dans le présent dossier jusqu'au 1^{er} octobre 2010 est adéquate pour permettre à la Régie de juger les avantages et inconvénients d'une telle modification ?

D. La transparence

RÉFÉRENCE 1 :	Order 890, para. 44 à 51
RÉFÉRENCE 2 :	Order 890, para. 88
RÉFÉRENCE 3 :	Order 890, para. 444 à 602

Citation 1 (réf. 1):

B. Lack of Transparency Undermines Confidence in Open Access and Impedes Enforcement of Open Access Requirements

44. Following the issuance of the NOI, the Commission received a number of comments asserting that increased transparency would aid transmission customers in their participation in the wholesale market. A common theme in the comments was that a lack of transparency could lead to claims of discrimination and could make such claims more difficult to resolve. Commenters urged the Commission to improve transparency in a number of areas, particularly the evaluation of ATC and the planning of the transmission system, as well as the processing of transmission service requests and studies.

45. In the NOPR, the Commission agreed that a lack of transparency both increases the potential for undue discrimination and makes it more difficult to detect. The Commission reasoned that this lack of sufficient transparency was caused in part by inadequate compliance with the existing OASIS regulations and in part by inadequate transparency requirements. The Commission stated that the proposed reforms were intended to address both elements of the problem in an effort to increase confidence in open access tariffs and to facilitate compliance with the Commission's regulations and its enforcement of them.

...

Commission Determination

51. The Commission concludes that inadequate transparency requirements, combined with inadequate compliance with existing OASIS regulations, increases the opportunities for undue discrimination under the pro forma OATT and makes instances of undue discrimination more difficult to detect. We find that the reforms we adopt in this Final Rule will improve transparency in the OATT, reduce opportunities for undue discrimination, and increase our ability to detect undue discrimination.

- 5.1 Est-ce que le Transporteur partage l'opinion de la FERC à l'effet que des exigences inadéquates à l'égard de la transparence augmentent les occasions pour l'exercice d'une discrimination indue et qu'elles rendent des exemples d'une telle discrimination plus difficile à identifier ?
- 5.2 Est-ce que le Transporteur partage l'opinion de la FERC à l'effet que les réformes adoptées dans les Ordonnances augmenteront sa transparence, réduiront les occasions pour une discrimination indue et augmenteront la capacité des régulateurs à la détecter ?

E. Le processus de planification des installations de transport

RÉFÉRENCE 1 :	HQT-1, doc. 1	p. 13
RÉFÉRENCE 2 :	Order 890, para. 61	
RÉFÉRENCE 3 :	Order 890, para. 425 à 437	
RÉFÉRENCE 4 :	Order 890, para. 444 à 602	

Citation 1 (réf. 1) :

14 Aux États-Unis, la pertinence d'ajouter un processus de planification ouvert et
15 transparent, l'appendice K de l'OATT *pro forma*, vise principalement à
16 combler la déficience d'investissements en infrastructure de transport²⁰. Il y a

Citation 2 (réf. 2) :

61. The decline in transmission investment and increase in transmission congestion underscore our concerns over inadequate planning provisions of the existing *pro forma* OATT. The existing *pro forma* OATT, as indicated above, contains very little specificity regarding how transmission planning should be conducted, how customers' needs are incorporated into that process, and what information is publicly available regarding the transmission providers'

assumptions, criteria and data used in the planning process. **These inadequacies are sufficiently severe, standing alone, to merit reform of the OATT.** However, they are of even greater concern given the current state of the transmission grid. ... (nos caractères gras)

- 6.1 Est-ce que le Transporteur a instauré des mécanismes consultatifs pour connaître les perspectives de ses clients et d'autres personnes intéressées à l'égard de la planification de son réseau de transport ? Le cas échéant, veuillez les décrire.
- 6.2 Est-ce que le Transporteur rend publiques les prémisses, critères et données qu'il utilise dans le cadre de son processus de planification du réseau ? Veuillez préciser votre réponse.

Citation 3 (réf. 3)

425. Taken together, this lack of coordination, openness, and transparency results in opportunities for undue discrimination in transmission planning. Without adequate coordination and open participation, market participants have no means to determine whether the plan developed by the transmission provider in isolation is unduly discriminatory. This means that disputes over access and discrimination occur primarily after-the-fact because there is insufficient coordination and transparency between transmission providers and their customers for purposes of planning.¹ The Commission has a duty to prevent undue discrimination in the rates, terms, and conditions of public utility transmission service and, therefore, an obligation to remedy these transmission planning deficiencies.

¹ In our discussion of enforcement issues at section V.E of this Final Rule, we note specific situations in which transmission providers have agreed to resolve staff allegations that they engaged in OATT violations involving transactions with affiliates. While these specific situations may not directly relate to discrimination in planning, they nevertheless document the continuing incentive of transmission providers to favor themselves and their affiliates in the provision of transmission service.

Commission Determination

435. In order to limit the opportunities for undue discrimination described above and in the NOPR, and to ensure that comparable transmission service is provided by all public utility transmission providers, including RTOs and ISOs, the Commission concludes that it is necessary to amend the existing pro forma OATT to require coordinated, open, and transparent transmission planning on both a local and regional level. We disagree with commenters arguing either that we lack jurisdiction to require coordinated transmission planning or that we have not established a basis for such a requirement. The Commission has broad authority to remedy undue discrimination by ensuring that transmission providers plan for the needs of their customers on a comparable basis.²⁴⁴ That fundamental requirement was adopted in Order No. 888 and the reforms adopted herein should ensure that it will be implemented properly. Further, we explained in detail above

437. Accordingly, each public utility transmission provider is required to submit, as part of a compliance filing in this proceeding, a proposal for a coordinated and regional planning process that complies with the planning principles and other requirements in this Final Rule.²⁴⁶ In the alternative, a transmission provider (including an RTO or an ISO, as discussed below), may make a compliance filing in this proceeding describing its existing coordinated and regional planning process, including the appropriate language in its tariff, and show that this existing process is consistent with or superior to the requirements in this Final Rule. Under either of these approaches, the process must be documented as an attachment to the transmission provider's OATT.

- 6.3 Est-ce que le Transporteur partage le constat de la FERC au paragraphe 425 de l'ord. 890 qu'un manque de transparence dans le processus de planification peut créer des occasions de discrimination induite de la part des transporteurs ? Sinon, veuillez préciser pourquoi.
- 6.4 Veuillez préciser si le cadre réglementaire en vigueur au Québec élimine les préoccupations à l'égard de la discrimination induite dans la planification du

réseau de transport mentionnées au para. 435. Le cas échéant, veuillez élaborer sur votre réponse.

6.5 Est-ce que le processus de planification du Transporteur respecte les principes et autres exigences de l'ord. 890, décrites aux paragraphes 444 ff. ? Le cas échéant, veuillez préciser comment le processus du Transporteur répond à ces exigences de la FERC. Dans le cas contraire, veuillez indiquer précisément pourquoi le Transporteur considère qu'il ne devrait pas modifier son processus de planification pour y répondre et ce, pour les éléments suivants :

6.5.1 Coordination (§445 à 454)

6.5.2 Openness (§455 à 460)

6.5.3 Transparency (§461 à 479)

6.5.4 Information Exchange (§480 à 488)

6.5.5 Comparability (§489 à 495)

6.5.6 Dispute Resolution (§496 à 503)

6.5.7 Regional Participation (§504 à 528)

6.5.8 Economic Planning Studies (§529 à 551)

6.5.9 Cost Allocation for New Projects (§552 à 561)

6.5.10 Independent Third-Party Coordinator (§562 à 568)

6.5.11 State Commission Participation (§569 à 575)

6.5.12 Flexibility in Implementation (§576 à 582)

6.5.13 Recovery of Planning Costs (§583 à 586)

6.5.14 Open Season for Joint Ownership (§587 à 594)

6.5.15 Specific Study Processes Beyond Reliability and Congestion Reduction (§595 à 599)

6.5.16 Level of Detail in OATT (§600 à 602).

Citation 4 : (réf. 4):

Commission Determination

602. The Commission agrees that the transmission planning attachment to a transmission provider's OATT must include sufficient detail to enable transmission customers to understand the transmission provider's planning process. This new attachment must therefore include:

- a) the process for consulting with customers and neighboring transmission providers;
- b) the notice procedures and anticipated frequency of meetings or planning-related communications;
- c) a written description of the methodology, criteria, and processes used to develop transmission plans;
- d) the method of disclosure of transmission plans and related studies and the criteria, assumptions and data underlying those plans and studies;
- e) the obligations of and methods for customers to submit data to the transmission provider;
- f) the dispute resolution process;
- g) the transmission provider's study procedures for economic upgrades to address congestion or the integration of new resources; and
- h) the relevant cost allocation procedures or principles.

6.6 Veuillez préciser, pour chacun des éléments mentionnés au para. 602 de l'Ord. 890, pourquoi le Transporteur ne considère pas qu'ils devraient être inclus dans ses *Tarifs et conditions*.

F. La désignation des ressources

RÉFÉRENCE 1 : Ordonnance 890-C, para. 202 et 203

RÉFÉRENCE 2 : HQT-2, doc. 1, fiche 29.2, p. 3

RÉFÉRENCE 3 : Order 890, para. 475

RÉFÉRENCE 4 : Order 890, para. 1539

RÉFÉRENCE 5 : Order 890-A, para. 868, 876 et 891

Citation 1 (réf. 1) :

Commission Determination

202. The Commission affirms the determination in Order No. 890-A that a network customer and the transmission provider's merchant function must undesignate each portion of each resource that is used to support a sale of system power if the buyer has not designated the purchase as a network resource.¹⁰³ The requirement that network customers undesignate their network resources when making firm third-party sales was first imposed in Order No. 888 to ensure that all designated network resources can, in fact, be called upon by the transmission provider to serve network load:

Absent a requirement that network resources always be available to meet a customer's network loads, reliability of service to the network customer as well as to native load and other network customers could be affected.... If a network customer desires to enter into a firm sale from its designated network resource ... , it must eliminate the appropriate resources or portions thereof from its designated network resources pursuant to pro forma tariff section 30.¹⁰⁴

203. The restriction on third-party sales from designated network resources therefore enhances the ability of the transmission provider to plan and operate its system to integrate designated resources with the customer's loads. Without the restriction, transmission providers could reduce ATC by maintaining the same existing transmission commitments for anticipated uses of the network customer's designated resources even though the network customer has otherwise committed those same resources to other parties on a firm basis.

- 7.1 Est-ce que l'ensemble des centrales du Producteur qui peuvent contribuer à la fourniture d'électricité patrimoniale au Distributeur sont désignées par la Charge Locale?
 - 7.1.1 Le cas échéant, veuillez expliquer comment la prohibition contre la vente ferme aux tiers d'une centrale désignée est respectée.
 - 7.1.2 Si ces centrales ou des parties de ces centrales sont « dé-désignées » (*undesignated*) pour permettre la vente ferme aux tiers, veuillez expliquer comment se processus est organisé et à quelle fréquence la désignation et la dé-désignation est révisée.
- 7.2 Si l'ensemble des centrales du Producteur qui peuvent contribuer à la fourniture d'électricité patrimoniale au Distributeur ne sont pas désignées par la Charge Locale, veuillez expliquer quelles ressources sont désignées et pourquoi.

Citation 2 (réf. 2) :

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle

L'application des modifications proposées aura pour effet de mieux informer l'ensemble de la clientèle du Transporteur concernant les ressources désignées pour alimenter les charges des clients en réseau intégré. La suppression temporaire de toute désignation de ressource en réseau offre plus de flexibilité au client. Concernant la validation des ressources désignées par les clients du Transporteur pour approvisionner les marchés au Québec, il s'agit déjà d'une responsabilité exercée par la Régie en vertu de l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Les modifications apportées par l'ordonnance 890 n'ont donc aucun effet à ce chapitre.

- 7.3 Veuillez expliquer le processus de validation des ressources désignées exercé par la Régie de l'énergie en vertu de l'art. 72 de la *Loi*, à laquelle fait référence la citation 2.
- 7.4 Veuillez produire une liste des ressources désignées par la Charge Locale, en indiquant pour chacune la date à partir de laquelle elle a été désignée. En particulier, veuillez préciser
- 7.4.1 si le « contrat patrimonial » est traité comme une seule et unique ressource désignée;
 - 7.4.2 si les différentes centrales appartenant à Hydro-Québec Production sont désignées;
 - 7.4.3 si la Centrale Churchill (Labrador) est désignée;
 - 7.4.4 si d'autres ressources hors Québec sont désignées. Le cas échéant, veuillez préciser lesquelles.

Citation 3 (réf. 3) :

1475. The existing requirements in section 29.2(v) are intended to ensure that the network customer designating resources on other transmission systems provides sufficient information to allow the local transmission provider to determine the effect on ATC. Conversely, network customers should not be permitted to designate off-system resources which are so vaguely defined that the effects on ATC cannot be determined. In light of the requests that the Commission clarify exactly what information must be provided in order to designate network resources located off-system, and what information required by section 29.2(v) must be posted on OASIS, we will revise section 29.2(v) of the pro forma OATT to specify exactly what information is required.

- 7.5 Veuillez confirmer que le Transporteur dispose d'informations suffisantes sur chaque ressource désignée pour pouvoir évaluer ses conséquences sur l'ATC.

- 7.6 Dans la mesure où la Charge Locale aurait désigné des ressources hors réseau dans le passé, est-ce que le Transporteur disposait d'informations suffisantes de chacune pour pouvoir évaluer ses conséquences sur l'ATC ? Veuillez fournir des précisions.
- 7.7 De façon générale, veuillez expliquer comment la désignation des ressources de la Charge Locale permet au Transporteur de calculer l'ATC.
- 7.8 Est-il nécessaire, pour calculer l'ATC sur les chemins offerts par le Transporteur, de connaître en détail les flux d'électricité à l'intérieur de son réseau ? Veuillez faire référence, dans votre réponse, à la structure des sous-réseaux dans la zone de contrôle du Transporteur, tel qu'indiqué à la référence 10 dans la prochaine section de ce document (www.transenergie.com/oasis/info/ilot/ttc_internes_en.pdf).
- 7.8.1 Le cas échéant, veuillez expliquer comment le calcul de l'ATC tient compte de la réception et de la livraison d'électricité à différents points à l'intérieur du Québec.
- 7.8.2 Sinon, veuillez expliquer en détail comment on peut calculer l'ATC sans connaître les quantités d'électricité reçue et livrée aux différents points à l'intérieur du Québec.

Citation 4 (réf. 4) :

Commission Determination

1539. The Commission generally adopts the NOPR proposal to continue to require network customers and the transmission provider's merchant function to undesignate network resources or portions thereof in order to make certain firm, third-party sales from those resources. In particular, network customers and the transmission provider's merchant function may only enter into a third-party power sale from a designated network resource if the third-party power purchase agreement allows the seller to interrupt power sales to the third party in order to serve the designated network load. Such interruption must be permitted without penalty, to avoid imposing financial incentives that compete with the network resource's obligation to serve its network load.

- 7.9 Veuillez fournir une liste des occasions où la Charge Locale aurait « désignée » une ressource désignée de façon temporaire pour permettre une vente à un tiers.

Citation 5 (réf. 5) :

(3) On-System Resources

868. In response to a commenter request, the Commission clarified in Order No. 890 that a customer may not designate as a network resource a seller's choice power purchase agreement that is sourced by generating units internal to the transmission provider's control area, since evaluating the effect on ATC would be problematic. The Commission stated that, if a customer wishes to have a choice of resources that are internal to the particular transmission provider's control area from which to dispatch power, it must designate each of the resources as network resources. The Commission did not specifically address on-system system sales (i.e., purchases from a specified generation system).³¹⁸

876. Several petitioners argue that system sales contracts are not the same as seller's choice contracts.³²⁵ These petitioners argue that typically a seller's choice contract involves a situation where, under certain delineated circumstances, a seller that would normally sell power to the purchaser from one unit may choose to deliver power from an alternate unit. These petitioners argue that the Commission's ruling in Order No. 890 regarding the eligibility of seller's choice contracts does not affect the eligibility of system sales.

891. The Commission affirms the finding in Order No. 890 that on-system seller's choice contracts generally do not provide enough information to satisfy the requirements for designation as a network resource. For on-system resources, the location of the capacity is necessary for determining the effect of a proposed designation on transmission capacity, both for evaluating the acceptability of the resource itself, and for allowing future transmission service requests to be evaluated. We agree with Southern, however, that a contract that may not provide enough information provided to be designated as a network resource at one time may become eligible for designation as the information becomes available. For instance, if a day before scheduling the seller were to identify source generation for a seller's choice contract for the following day, and if the contract were to bind the seller to use the newly identified generation (at least for the period that it was identified), then the resource would be eligible to be designated for the period during which the source information is firm (provided the resource complied with all other relevant requirements). At that point, the agreement is effectively no longer a seller's choice contract for the specified period. If, on the other hand, the seller identifies only what it intends to source the power with, but no contractual mechanism prevents the seller from sourcing the power from an alternative source prior to scheduling, then the resource would remain a seller's choice contract and would not be eligible for network resource status.

7.10 Veuillez élaborer sur la distinction entre « system contracts » et « seller's choice contracts » à l'égard de l'électricité fournie par Hydro-Québec Production au Distributeur, dans le cadre de :

7.10.1 Le contrat patrimonial; et

7.10.2 ses approvisionnements post patrimoniaux.

G. Le calcul de la capacité de transfert disponible

RÉFÉRENCE 1 :	HQT-1, doc. 1, p. 12
RÉFÉRENCE 2 :	FERC, Ord. 890-A, para. 107
RÉFÉRENCE 3 :	HQT-2, doc. 1, fiche App. C-1
RÉFÉRENCE 4 :	FERC, Ord. 890-A, para. 108
RÉFÉRENCE 5 :	FERC, Ord. 890, para. 348
RÉFÉRENCE 6 :	FERC, Ord. 890-A, para. 148
RÉFÉRENCE 7 :	FERC, Ord. 890-A, para. 149
RÉFÉRENCE 8 :	FERC, Ord. 890-A, para. 62
RÉFÉRENCE 9 :	FERC, Ord. 890-A, para. 63
RÉFÉRENCE 10 :	TransÉnergie, Transmission system capacity reading points (www.transenergie.com/oasis/info/ilot/ttc_internes_en.pdf)
RÉFÉRENCE 11 :	FERC, Ord. 890-A, para. 95

Préambule :

Citation 1 (réf. 1) :

2 Le Transporteur propose d'ajouter, à la suite de l'appendice C des *Tarifs et*
3 *conditions*, une méthodologie plus explicite pour évaluer la capacité de
4 transfert disponible, en appendice C-1. Cette méthodologie satisfait les
5 critères énoncés dans l'ordonnance n° 890, et notamment dans l'appendice C
6 du tarif *pro forma* qui en découle, en vue d'offrir une plus grande uniformité et
7 transparence pour le calcul de cette capacité. Cette orientation est décrite en

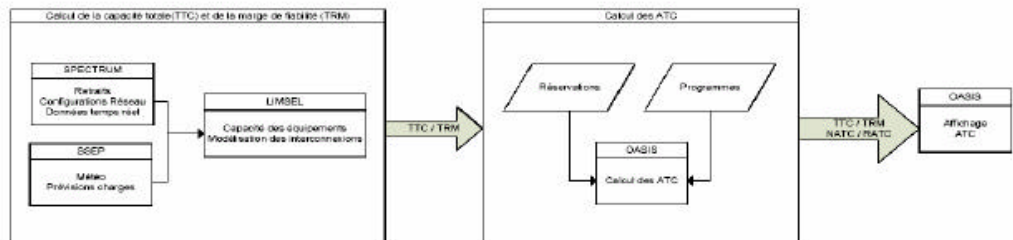
Citation 2 (réf. 2) :

a. OATT Transparency – Attachment C

107. To increase transparency regarding ATC calculations, the Commission directed each transmission provider to set forth its ATC calculation methodology in Attachment C to its OATT. The Commission required that each transmission provider's Attachment C must, at a minimum: (1) clearly identify which of the NERC-approved methodologies it employs (e.g., contract path, network ATC, or network AFC); (2) provide a detailed description of the specific mathematical algorithm the transmission provider uses to calculate firm and non-firm ATC for the scheduling horizon (same day and real-time), operating horizon (day ahead and pre-schedule), and planning horizon (beyond the operating horizon); (3) include a process flow diagram that describes the various steps that it takes in performing the ATC calculation; (4) set forth a definition of each ATC component (i.e., TTC, ETC, TRM, and CBM) and a detailed explanation of how each one is derived in both the operating and planning horizons; and, (5) document their processes for coordinating ATC calculations with their neighboring systems.

Citation 3 (réf. 3) :

2. Étapes de calcul de la capacité de transfert



- 8.1 Veuillez confirmer que le Transporteur considère que son Appendice C-1 est en conformité avec les exigences de la FERC à cet égard.
 - 8.1.1 Veuillez indiquer où, dans l'Appendice C-1, le Transporteur identifie clairement laquelle des méthodologies approuvées par la NERC il utilise.

8.1.2 Veuillez indiquer les passages de l'Appendice qui fournissent une description de l'algorithme spécifique utilisé par le Transporteur pour calculer l'ATC ferme et non-ferme pour :

8.1.2.1 L'horizon de programmation (« scheduling horizon »),

8.1.2.2 L'horizon d'opération (« operating horizon ») et

8.1.2.3 L'horizon de planification (« planning horizon »).

8.1.3 Veuillez confirmer que le schéma reproduit en Citation 3 constitue le « process flow diagram that describes the various steps it takes in performing the ATC calculation. »

8.1.4 Veuillez indiquer où, dans l'Appendice G-1, le Transporteur fournit une documentation de son processus pour la coordination de ses calculs d'ATC avec ses réseaux voisins.

Citation 4 (réf. 4) :

108. The Commission concluded that Attachment C must provide an accurate documentation of processes and procedures related to the calculation of ATC, not the actual mathematical algorithms, which instead should be posted on their web site with the link noted in the Attachment C. The Commission noted that a transmission provider may

8.2 Est-ce que les algorithmes mathématiques utilisés par le Transporteur pour le calcul de son ATC sont affichés sur son site internet? Le cas échéant, veuillez fournir l'adresse internet.

Citation 5 (réf. 5) :

Commission Determination

348. The Commission adopts the proposal in the NOPR to continue to require transmission providers to comply with existing ATC-related posting obligations as supplemented by this Final Rule. The Commission will continue to require transmission providers, on request, to make available all data used to calculate ATC and TTC for any constrained paths and any system planning studies or specific network impact studies performed for customers. Transmission providers must also continue to post a list of such studies on OASIS.

Citation 6 (réf. 6) :

Commission Determination

148. In Order No. 890, the Commission required transmission providers to make available, upon request, all data used to calculate ATC, TTC, CBM and TRM for any constrained posted path.⁶² We believe that this adequately addresses Constellation's request for access to modeling data used by the transmission provider. Specifically, we expect transmission providers to make available, upon request and subject to appropriate confidentiality protections and CEII requirements, the following modeling data: (1) load flow base cases and generation dispatch methodology; (2) contingency, subsystem, monitoring, change files and accompanying auxiliary files; (3) transient and dynamic stability simulation data and reports on flowgates which are not thermally limited; (4) list of transactions used to update the base case for transmission service request study; (5) special protection systems and operating guides, and specific description as to how they are modeled; (6) model configuration settings; (7) dates and capacities of new and retiring generation; (8) new and retired generation included in the model for future years; (9) production cost models (including assumptions, settings, study results, input data, etc.), subject to reasonable and applicable generator confidentiality limitations; (10) searchable transmission maps, including PowerWorld or PSSE diagrams; (11) OASIS names to Common Names table and PTI bus numbers; and, (12) flowgate and interface limits including limit category (thermal, steady state or transient, voltage or angular). We decline, however, to require the transmission provider to post this information on OASIS, as Constellation suggests. We conclude that making this information available on request provides sufficient transparency for customers without unduly burdening the transmission provider.

8.3 Est-ce que le Transporteur s'engage à rendre disponible sur demande les renseignements mentionnés au paragraphe 148 de l'ord. 890-A?

Citation 7 (réf. 7) :

149. With regard to the modeling support information sought by Constellation, we believe much of this information should already be stated in each transmission provider's Attachment C. In Order No. 890, the Commission required each transmission provider to set forth in the Attachment C to its OATT the ATC calculation methodology used by the transmission provider.⁶⁵ To the extent necessary, we clarify that the step-by-step modeling study methodology and criteria for adding or eliminating flowgates (permanent and temporary) is part of the ATC methodology that must be stated in the transmission provider's Attachment C. We direct any transmission provider that has failed to include this information in its Attachment C to include that information as part of the compliance filing directed in section II.C. If the transmission provider has already satisfied this obligation in a previous compliance filing, it should refer to that filing instead.

8.4 Veuillez préciser où, dans l'Appendice C-1, se trouve le « step-by-step modeling study methodology ».

Citation 8 (réf. 8) :

(1) ETC

62. The Commission adopted the NOPR proposal and directed public utilities, working through NERC and NAESB, to develop a consistent approach for determining the amount of transfer capability a transmission provider may set aside for its native load and other committed uses. The Commission determined that ETC should be defined to include committed uses of the transmission system, including (1) native load commitments (including network service), (2) grandfathered transmission rights, (3) appropriate point-to-point reservations,³⁹ (4) rollover rights associated with long-term firm service, and (5) other uses identified through the NERC process. The Commission determined that ETC should not be used to set aside transfer capability for any type of planning or contingency reserve, which are to be addressed through CBM and TRM.⁴⁰ In addition, for short-term ATC calculations, all reserved but unused transfer capability (non-scheduled) must be released as non-firm ATC.

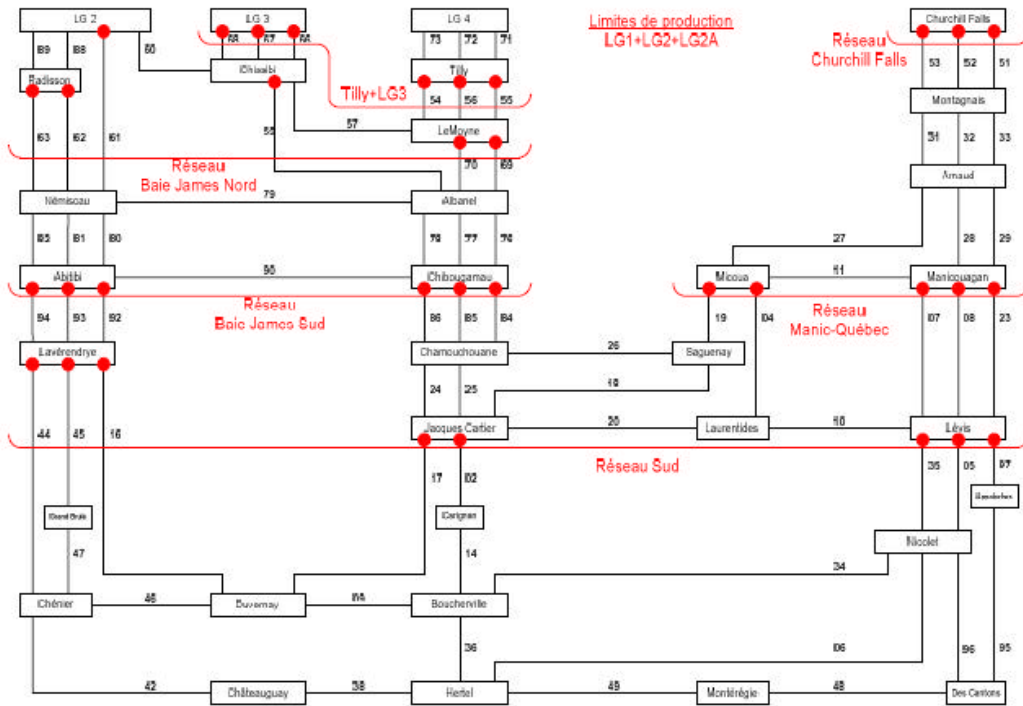
8.5 Veuillez confirmer que l'ETC (« existing transmission commitments ») du Transporteur n'inclut aucune capacité reliée aux réserves de contingence ni de planification.

Citation 9 (réf. 9) :

63. The Commission also found that inclusion of all requests for transmission service in ETC would likely overstate usage of the system and understate ATC. The Commission therefore found that reservations that have the same point of receipt (POR) (generator) but different point of delivery (POD) (load), for the same time frame, should not be modeled in the ETC calculation simultaneously if their combined reserved transmission capacity exceeds the generator's nameplate capacity at the POR. The Commission directed public utilities, working through NERC, to develop requirements in MOD-001 that lay out clear instructions on how these reservations should be modeled. The Commission also concluded that some elements of ETC are candidates for business practices instead of reliability standards and directed public utilities, working through

Citation 10 (réf. 10):

Transmission system capacity reading points



Julie Des rosiers
7 octobre 2004

Préambule :

L'ord. 890-A précise que les réservations ayant le même point de réception (production) mais différents points de livraison (charge) pour la même période ne devraient pas être modelés simultanément si, ensemble, leur capacité excède celle de la centrale.

- 8.6 Veuillez expliquer en détail comment le Transporteur tient compte, dans son calcul de l'ETC, des éléments suivants :
 - 8.6.1 Les contraintes entre les différents sous-réseaux indiqués à la référence 10;
 - 8.6.2 Le contrat patrimonial, avec sa flexibilité inhérente;
 - 8.6.3 Les prévisions de charge aux différents postes à l'intérieur du Québec;
- 8.7 Veuillez préciser en détail comment sont fixées les quantités QCRD (Québec Ressource Désignée), QCRND_{ferme}, (Québec Ressource non Désignée ferme) et QCRND_{non ferme} (Québec Ressource non Désignée non ferme) mentionnées à la page 2 de la référence 3, et ce, sur les horizons de programmation, d'opération et de planification.
- 8.8 Veuillez préciser si les éléments «Réservations » et «Programmes » sur le schéma de la référence 3 incluent les réservations et programmes de QCRD et de QCRND,
 - 8.8.1 Pour les interconnexions entre la zone de contrôle de TransÉnergie et les réseaux voisins; et
 - 8.8.2 Pour les chemins à l'intérieur de la zone de contrôle de TransÉnergie, tel qu'indiquée à la référence 10.

Citation 11 (réf. 11) :

e. **Modeling, Assumptions and Input Data**

95. The Commission directed public utilities, working through NERC, to modify the reliability standards MOD-010 through MOD-025⁵¹ to incorporate a requirement for the periodic review and modification of models for (1) load flow base cases with contingency, subsystem, and monitoring files, (2) short circuit data, and (3) transient and dynamic stability simulation data, in order to ensure that these models are up to date. The Commission stated that the models should be updated and benchmarked to actual events.

⁵¹ The MOD-010 through MOD-025 reliability standards establish data requirements, reporting procedures, and system model development and validation for use in the reliability analysis of the interconnected transmission systems.

- 8.9 Est-ce que le Transporteur utilise les normes de fiabilité MOD-010 à MOD-025 ?
- 8.9.1 Le cas échéant, veuillez fournir une courte description de chacune.
- 8.9.2 Le cas échéant, est-ce qu'il les a mises à jour tel que requis par la FERC?

H. L'éligibilité des ressources offertes par la demande pour les services complémentaires

RÉFÉRENCE 1: | HQT-2, doc. 1, fiches Annexe 2, 3, 6 et 7

Préambule :

Dans chacune de ces annexes, qui fixent les tarifs des différents services complémentaires, le Transporteur propose l'ajout d'une phrase qui précise que « les ressources autres que la production » peuvent assurer ce service.

- 9.1 Comment le Transporteur propose-t-il de permettre aux ressources autres que la production de fournir les différents services complémentaires visés par les Annexes 2, 3, 6 et 7 (Service de réglage de tension, Service de réglage de fréquence, Service de maintien de réserve tournante, Service de maintien de réserve arrêtée)?
- 9.1.1 Quelles sont les entités qui sont susceptibles de pouvoir fournir de tels services ?

- 9.1.2 Est-ce que le Transporteur prévoit la tenue d'appels d'offres pour ces services ? Sinon, comment propose-t-il de les obtenir ?
- 9.1.3 Est-ce que, selon les *Tarifs et conditions* en vigueur, il est possible que d'autres producteurs que le Producteur fournissent ces services au Transporteur ? Le cas échéant, veuillez expliquer en détail les procédures utilisées pour octroyer les contrats pour la fourniture de ces services.

I. Le service ferme conditionnel et la nouvelle répartition

RÉFÉRENCE 1: | HQT-1, Doc. 1, p. 22

Préambule :

Citation 1 (réf. 1) :

16 ***Aperçu de l'ordonnance n° 890***

17 La FERC constate dans l'ordonnance n° 890 que les méthodes d'évaluation
18 des demandes de transport ferme à long terme de point à point ne sont plus
19 justes, raisonnables et non indûment discriminatoires puisque le fournisseur
20 de transport peut refuser la demande du client si celle-ci comporte une très
21 courte période (par exemple une heure) qui ne peut faire l'objet
22 d'une livraison³⁷.

- 10.1 Est-ce que le Transporteur a déjà refusé une demande de transport ferme à long terme de point à point parce qu'elle comportait une courte ou très courte période qui ne pouvait faire l'objet d'une livraison?
- 10.2 Est-ce que les modifications proposées visant la création d'un Service ferme conditionnel et l'option d'une nouvelle répartition de la production risquent de créer des inconvénients quelconques pour le Transporteur ou pour l'un ou l'autre de ses clients? Le cas échéant, veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients de la solution proposée.

J. Le droit de renouvellement

RÉFÉRENCE 1: | HQT-1, Doc. 1, p. 22 à 23

Préambule :

20 La FERC observe que le droit de renouvellement prévu à l'OATT *pro forma*
21 joint à l'ordonnance n° 888 doit être révisé. En effet, dans sa forme actuelle,
22 ce droit permanent du client est peu compatible avec les obligations qui en
23 résultent pour les fournisseurs de transport eu égard à la planification et à
24 l'amélioration des réseaux requises pour donner effet à ces renouvellements.

1 La FERC ne considère plus les conditions relatives à ce droit de
2 renouvellement justes, raisonnables, et non indûment discriminatoires³⁹.

11.1 Est-ce que le Transporteur partage l'opinion de la FERC que les conditions relatives au droit de renouvellement dans ses *Tarifs et conditions* ne sont pas justes, raisonnables ni indûment discriminatoires ?

11.1.1 Le cas échéant, veuillez préciser depuis quel moment il est venu à cette conclusion, et pourquoi.

11.1.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi il propose de modifier ses *Tarifs et conditions* tel que proposé.

11.2 Veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients que cette modification peut apporter :

11.2.1 pour le Transporteur,

11.2.2 pour le Distributeur,

11.2.3 pour le Producteur,

11.2.4 pour ses autres clients.