

# DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 1 <sup>er</sup> juin 2010
Pièces n°: NON COTÉE

D-2009-085

R-3696-2009

3 juillet 2009

PRÉSENT :

Michel Hardy  
Régisseur

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2
PIÈCE NO: 1 <sup>er</sup> juin 2010
Date: C-13-20 NLH

Hydro-Québec  
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision portant sur les réponses aux demandes de renseignements (NLH) et sur la demande de reconnaissance du statut d'expert pour M. Jean-Claude Deslauriers (S.É./AQLPA)

*Demande relative au projet de mise à niveau du réseau de transport principal*



Intervenants :

- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 8 avril 2009, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose une demande à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31(5<sup>o</sup>) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) et des articles 1, 2 et 3 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>2</sup>, relative au projet de mise à niveau du réseau de transport principal (le Projet).

[2] Le 3 juin 2009, S.É./AQLPA dépose une demande de reconnaissance de statut d'expert pour M. Jean-Claude Deslauriers.

[3] Le 4 juin 2009, des demandes de renseignements sont adressées au Transporteur par l'UMQ et NLH. Le 5 juin 2009, S.É./AQLPA fait de même. Le 16 juin 2009, le Transporteur soumet les réponses à ces demandes de renseignements.

[4] Le 19 juin 2009, NLH fait part à la Régie de son insatisfaction en regard des réponses du Transporteur à ses demandes de renseignements. Elle soumet que les réponses données aux questions 1, 3, 4, 5 et 6 de sa Demande numéro 6, ainsi que les réponses aux questions 3, 4 a) et 4 b) posées dans sa Demande numéro 7, dénotent « *un certain refus de collaborer, de même qu'une grande opacité à l'égard des questions simples et factuelles qui lui sont demandées.* » L'intervenante demande à la Régie d'ordonner au Transporteur de répondre à ces questions et demande également à la Régie de prévoir un délai additionnel pour le dépôt des observations.

[5] Le 23 juin 2009, la Régie permet au Transporteur de déposer ses commentaires sur la demande d'ordonnance du 19 juin 2009 de NLH.

[6] Le 26 juin 2009, le Transporteur dénonce la finalité des questions posées par NLH et sa contestation aux réponses fournies et affirme que NLH utilise la présente instance afin, notamment, de faire sa preuve pour d'autres dossiers présentement devant la Régie.

[7] Le 29 juin 2009, NLH demande à la Régie d'ordonner au Transporteur de répondre à ses questions en considérant comme seul critère la pertinence des renseignements demandés.

---

<sup>1</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>2</sup> (2001) 133 G.O. II, 6165 (n° 36,5/09/01).

## 2. POSITION DE NLH

### 2.1 DEMANDE NUMÉRO 6, QUESTION 1

[8] L'intervenante souligne que cette question vise à savoir pourquoi le Transporteur n'a pas pris en compte les réservations du service de transport effectuées le 20 janvier 2006 par Hydro-Québec Production (HQP), service qui doit débiter en 2009, et portant sur des réservations fermes de 2 x 1 200 MW ( 2 400 MW – Demandes 499709 (NE) et 499706 (MASS), Études d'impact 102 et 103 sur OASIS). NLH soutient que le Transporteur s'est limité à répéter que ces demandes de réservations n'ont pas été considérées dans l'étude du Projet, alors que la question visait à savoir pourquoi. Elle demande également que le Transporteur précise le statut actuel de ces demandes.

### 2.2 DEMANDE NUMÉRO 6, QUESTIONS 3, 4, 5 ET 6

[9] L'intervenante souligne que le Transporteur doit répondre aux questions 3, 4, 5 et 6 afin qu'elle puisse savoir si les études d'avant-projet des deux réservations long-terme vers les États-Unis par HQP sont terminées et, le cas échéant, si une convention de service a été signée.

[10] NLH souligne que le Transporteur laisse entendre qu'une de ses hypothèses à l'égard des choix présentés devant la Régie est de ne pas tenir compte des demandes de service d'une durée de 35 ans. L'intervenante souligne que l'impact de ce choix « *pourrait potentiellement vouloir signifier* » que HQP n'ait pas à supporter des coûts d'ajout aux réseaux et qu'alors, NLH pourrait devoir les supporter étant donné sa demande de réservation pour 2015, alors que celles d'HQP visent un service de transport pour 2009.

### 2.3 DEMANDE NUMÉRO 7, QUESTIONS 3 ET 4 A)

[11] La question 3 vise à obtenir des informations plus précises à l'égard d'écoulements de puissance pour les postes identifiés. L'intervenante souligne que le Transporteur a décidé que ces informations quant aux transits identifiés par l'intervenante n'ajouteraient rien à la justification du Projet. L'intervenante souligne qu'il appartient à la Régie et aux intervenants d'en juger par eux-mêmes.

[12] Quant à la question 4 a), l'intervenante souligne que, puisque la problématique fait état de forts transits Nord-Sud, la question relative au poste Bout-de-l'Île est pertinente. Elle mentionne que si le Transporteur était minimalement transparent, il déposerait cette information.

### 3. POSITION DU TRANSPORTEUR

[13] Le 26 juin 2009, le Transporteur soumet qu'il a répondu adéquatement aux questions citées par NLH dans ses Demandes numéros 6 et 7. Il réitère que les demandes de service de transport n<sup>os</sup> 102 et 103 n'ont pas été prises en compte dans l'analyse du Projet soumis pour approbation, puisqu'elles sont présentement au stade d'avant-projet et *« que les projets de transport résultant des demandes nos 102 et 103, seront déposés, le cas échéant, à la Régie pour autorisation et ce, en temps opportun »*.

[14] Le Transporteur apporte aussi des précisions à la réponse fournie à la question 3 de la Demande numéro 7 de NLH en élaborant sur le fait qu'afin d'illustrer davantage la problématique de déplacement de charge, les mêmes hypothèses ont été utilisées dans la construction des deux écoulements de puissance, et en soulignant qu'*« [I]l est important pour comprendre la problématique d'avoir les mêmes hypothèses entre les deux réseaux et non les niveaux de transits qui ont été utilisés ..., puisque ces enjeux sont principalement reliés au déplacement de charge et non aux niveaux de transits utilisés pour les échanges »*.

[15] De plus, le Transporteur apporte aussi des précisions à la réponse fournie à la question 4 a) de la Demande numéro 7 de NLH en élaborant sur le fait que le sujet (poste Bout-de-l'Île) ne fait pas partie du présent dossier et qu'il était en phase d'avant-projet au moment du dépôt de la présente demande d'autorisation à la Régie.

[16] Enfin, le Transporteur souligne que, contrairement à ce que l'intervenante véhicule dans sa lettre du 19 juin 2009 quant à l'opacité du Transporteur, il estime, respectueusement, avoir répondu de façon juste, complète et transparente.

#### **4. OPINION DE LA RÉGIE**

##### **4.1 RÉPONSES AUX DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS DE NLH**

[17] La pertinence d'une demande de renseignements se détermine par le lien, la connexité entre un fait allégué dans la requête et l'information visée par la demande. L'élément de preuve ainsi recherché doit être un fait qui aurait logiquement une valeur probante à l'égard du but de la procédure.

[18] Dans le cas présent, il est clair des réponses du Transporteur que seuls les projets approuvés sont pris en compte pour l'étude. Ce qui est possible et même probable par la suite n'a pas été pris en compte et ne doit pas l'être non plus pour les fins de mise à niveau du réseau.

[19] Pareille prise en compte pourrait amener le Transporteur à remettre indéfiniment la mise à niveau et à y inclure des travaux, et partant des coûts, devant faire l'objet d'études d'avant-projets et devant être payés en partie par des clients particuliers.

[20] À la lumière des commentaires du Transporteur, par ailleurs cohérents avec l'ensemble de la preuve qu'il a déposé, la Régie est satisfaite des réponses fournies à NLH.

##### **4.2 RECONNAISSANCE DU STATUT D'EXPERT**

[21] Après examen des commentaires du Transporteur et de S.É./AQLPA, la Régie reconnaît à M. Jean-Claude Deslauriers le statut d'expert en technologie des réseaux de transport d'électricité.

## 5. DÉROULEMENT DE LA SUITE DU DOSSIER

[22] La Régie modifie le calendrier pour l'examen de la présente demande du Transporteur comme suit :

9 juillet 2009, 12 h	Dépôt des observations écrites de NHL
17 juillet 2009, 12 h	Dépôt des observations finales du Transporteur

[23] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

**ACCUEILLE** les objections du Transporteur et **REJETTE** la demande d'ordonnance de NLH;

**ACCORDE** le statut d'expert à M. Jean-Claude Deslauriers;

**FIXE** le calendrier d'audience tel que présenté à la section 5 de la présente décision.

Michel Hardy  
Régisseur

Représentants :

- Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Carolina Rinfret;
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;
- Union des Municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Steve Cadrin.



**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1 DE  
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO  
(« NLH »)**



1 **HQ TransÉnergie Hearing R-3669-2008- Phase 2**

2 **Information Requests Submitted by: Robert A. Sinclair, Potomac**  
3 **Economics, on Behalf of Newfoundland and Labrador Hydro.**

4  
5 Qualifications: Dr. Sinclair is an energy economist specializing in wholesale electricity  
6 market monitoring and transmission system monitoring.

7 In the forgoing information requests please observe the following:

8 “HQT” refers to Hydro Quebec TransÉnergie

9 “HQD” refers to Hydro Quebec Distribution

10 “HQT 890 OATT” refers to the Open Access Transmission Tariff HQT has proposed in  
11 connection with Demande R-3669-2008 – Phase 2 (version March 27, 2009).

12 “*Pro forma* 890 OATT” refers to the pro forma OATT attached as Appendix C to U.S.  
13 Federal Energy Regulatory Commission Order 890 (“Order 890” refers to Final  
14 Rule in Federal Energy Regulatory Commission Docket Nos. RM05-17-000 and  
15 RM-05-25-000. “Order 890 A” refers to Final Rule in Federal Energy  
16 Regulatory Commission Docket Nos. RM05-17-001, 002 and RM-05-25-  
17 001,002).

18 The phrase “consistent with or superior to” is used as these words are meant in  
19 paragraph 135 of the *pro forma* 890 OATT

20  

---

21 HQT’s filing text entitled: “*Fiches sur les modifications proposées aux tarifs et*  
22 *conditions des services de transport d’Hydro-Québec*” (HQT-2, Document 1) lists the  
23 themes of the modifications proposed to the text of HQT’s OATT. These themes along  
24 with the related OATT articles are as follows:

- 25  
26
- 27 • Uniformité et transparence pour le calcul de la capacité de transfert  
28 disponible: Appendice C; Appendice C-1
  - 29 • Crédits pour clients du service en réseau intégré propriétaires d’installations  
30 de transport; Article 30.9.
  - 31 • Cession ou revente de capacité: Articles 23.1; 23.2; 23.3; Appendice A-1
  - 32 • Pénalités liées à l’exploitation : pénalités pour utilisation du réseau sans  
33 réservation ou au-delà de la capacité réservée: Articles 3; 28.6; 36.5.
  - Services Complémentaires; Annexes 2, 3, 6, 7.

- 1       • Service ferme conditionnel et nouvelle répartition de la production: Articles
- 2       13.4; 13.5; 13.6; 14.7; 15.14; 19.1; 19.3; 27; 32.3; 40.3.
- 3       • Droit de renouvellement: Article 2.2.
- 4       • Acquisition du service de transport : délais pour études d'impact,
- 5       prolongation pour commencement du service et priorité des réservations:
- 6       Article 13.2; 14.2; 17.2; 17.7; 18.2; 19.9; 32.5.
- 7       • Désignation des ressources en réseau, justification et suppression: Articles
- 8       1.50; 1.51; 29.2; 30.1; 30.2; 30.3; 30.4; 37.1; 38.1; 38.2; 38.3; 38.5.
- 9       • Service secondaire: Articles 28.4; 36.3.
- 10      • Normalisation des règles et pratiques d'affaires: affichage sur sites OASIS et
- 11      Web; Article 4.
- 12      • Réciprocité: Article 6.
- 13      • Solvabilité: Article 11; Appendice L

14  
15  
16 The Final Rule issued by FERC in Order 890 organizes the reform under the following  
17 headings:

- 18      I. Consistency and Transparency of ATC Calculations
- 19      II. Coordinated, Open and Transparent Planning
- 20      III. Transmission Pricing
- 21      IV. Non-Rate Terms and Conditions (which includes redispatch and conditional firm
- 22      notions as well as Designation of Network Resources)
- 23      V. Enforcement.

24  
25 The information requests in this document are grouped by FERC's five categories of  
26 reform and also by the themes identified by HQT.

27  
28 The information requests are predicated on the principle that an OATT text that does  
29 not exactly match the Pro Forma 890 OATT must meet the standard of being  
30 "consistent or superior". In this context, the information requests take into  
31 consideration FERC "Commission Determinations" by which FERC directs or requires  
32 that certain actions be taken by transmission providers in order to ensure that the  
33 text of the OATT meets the requirements of the reform.

34  
35 The requirements and directions given by FERC should be reflected in the actions  
36 taken by HQT in the context of the reform, if the HQT text is to be "consistent or  
37 superior". Thus the information requests are based on a consideration of the  
38 proposed HQT modifications relative to the FERC final order 890 and 890A.

1 **I. CONSISTENCY AND TRANSPARENCY OF ATC CALCULATIONS**

- 2  
3 • HQT Theme: Uniformité et transparence pour le calcul de la capacité de  
4 transfert disponible: Appendice C; Appendice C-1

5  
6  
7 **1. Preamble Consistency and Transparency of ATC Calculations of FERC**  
8 **890**

9  
10 *Order 890 Paragraph 193. In the NOPR, the Commission proposed to take action*  
11 *under FPA section 206 to remedy undue discrimination in the provision of*  
12 *transmission service. The Commission recognized that while Order Nos. 888 and 889*  
13 *require transmission providers to offer and post any available transfer capability*  
14 *(ATC) on their OASIS, and file the methodology they use to calculate ATC as*  
15 *Attachment C to their OATTs, the industry has not developed a consistent*  
16 *methodology for evaluating ATC nor have transmission providers adequately made*  
17 *their ATC calculation methodology transparent. This inconsistency and lack of*  
18 *transparency creates the potential for undue discrimination in the provision of open*  
19 *access transmission service.*

20  
21 *Order 890 Paragraph 196. In light of these concerns, we direct public utilities, working*  
22 *through NERC reliability standards and NAESB business practices development*  
23 *processes, to produce workable solutions to complex and contentious issues*  
24 *surrounding improving the consistency and transparency of ATC calculations.*

25  
26 **Questions**

- 27 1.1 Has HQT engaged with the NAESB on a development process to insure that  
28 the proposed ATC calculation and posting requirements match the standards  
29 that are developed in the industry in light of the above captioned FERC  
30 requirement?

31 **R1.1**

32 **Non. NAESB ne fait que le développement de standards**  
33 **d'affaires selon un processus ouvert à tous les participants de**  
34 **l'industrie électrique. NAESB ne travaille pas directement avec**  
35 **un intervenant en particulier pour la mise en œuvre de ses**  
36 **standards, chaque entité visée étant responsable de leur**  
37 **application selon ses propres conditions.**

- 38 1.2 If the answer to 1.1 is affirmative, is it possible to have details of the  
39 comments and recommendations made by the NAESB? If the answer is

1 negative, please provide the reasons why it was deemed irrelevant to  
2 proceed in collaboration with NAESB.

3 **R1.2**

4 **Voir la réponse à la question 1.1.**

5 **2. Preamble “Necessary Degree of Consistency”**

6

7 *Order 890 Paragraph 210. Accordingly, we conclude that industry-wide consistency of*  
8 *all ATC components (TTC, ETC, CBM, and TRM) and certain data inputs and exchange,*  
9 *modeling assumptions, calculation frequency, and coordination of data relevant for*  
10 *the calculation of ATC will reduce the opportunities for the exercise of discretion that*  
11 *may lead to undue discrimination against unaffiliated transmission customers.*

12

13 **Questions**

14 2.1 On the notion of ETC (existing transmission commitments), how has HQT  
15 established that the data inputs and assumptions are consistent and meet the  
16 “necessary Degree of Consistency” required?

17 **R2.1**

18 **Tel que défini à l'appendice C-1, HQT-2, Document 1, les**  
19 **quantités de services de transport déjà engagés (ETC)**  
20 **proviennent des capacités réservées suivantes : QCRD,**  
21 **QCRND, NITS, PTP, GF et OS. L'équation pour la détermination**  
22 **des ETC est cohérente avec les normes établies par la North**  
23 **American Electric Reliability Corporation (« NERC »). La**  
24 **provenance des capacités réservées peut être retracée sur le**  
25 **site OASIS du Transporteur.**

26 2.2 Has the Régie de l'énergie ever authorized the “QCRD” concept as a  
27 transmission class?

28 **R2.2**

29 **Les Tarifs et conditions des services de transport**  
30 **d'Hydro-Québec (les « Tarifs et conditions ») définissent la**  
31 **ressource du Distributeur pour l'alimentation de la charge**  
32 **locale, de façon similaire à la ressource en réseau définie dans**  
33 **l'Open Access Transmission Tariff (« OATT ») de la FERC. Les**  
34 **ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale**  
35 **sont identifiées dans le site OASIS du Transporteur par le**  
36 **sigle QCRD.**

1 2.3 Has the Régie ever approved or verified the adequacy of the elements that  
2 are included in the QCRD class?

3 **R2.3**

4 **Les ressources désignées pour l'alimentation de la charge**  
5 **locale a fait l'objet de plusieurs décisions de la Régie de**  
6 **l'énergie (la« Régie ).**

7 2.4 If the response to 2.3 is negative, under what authority is HQT using this class  
8 of transmission?

9 **R2.4**

10 **Sans objet.**

11 **3. Preamble Consistent Application of ATC Calculation Principles**

12

13 *Order 890 Paragraph 212. (...) we direct public utilities, working through NERC, to*  
14 *modify related ATC standards by implementing the following principles for firm and*  
15 *non-firm ATC calculations: (1) for firm ATC calculations, the transmission provider*  
16 *shall account only for firm commitments; and (2) for non-firm ATC calculations, the*  
17 *transmission provider shall account for both firm and non-firm commitments,*  
18 *postbacks of redirected services, unscheduled service, and counterflows.*

19

20 **Question**

21 3.1 Are these principles identified in paragraph 212 already followed by HQT? If  
22 not, what is the justification and will they be integrated in the methodology?

23 **R3.1**

24 **Les équations utilisées pour calculer les ATC, décrites dans**  
25 **l'appendice C-1, HQT-2, Document 1, sont similaires à celles**  
26 **des normes de la NERC et visent à respecter les exigences de**  
27 **l'ordonnance 890 de la FERC. Toutes les capacités qui seront**  
28 **affichées en 2009 sur le nouvel OASIS seront donc conformes**  
29 **à l'ordonnance 890, sous réserve de l'approbation par la Régie.**  
30 **En général, les principes identifiés dans le paragraphe 212**  
31 **sont déjà suivis par le Transporteur.**

32 **4. Preamble Process to Achieve Consistency**

33

34 *Order 890 Paragraph 221. The Commission directs public utilities, working through*  
35 *NERC and NAESB, to modify the ATC-related reliability standards and business*  
36 *practices in accordance with specific direction provided in this Final Rule. As we*

1 *explain above, the development of a more coherent and uniform determination of*  
2 *ATC across a region will help limit the potential for undue discrimination in the*  
3 *calculation of ATC. The Commission concludes that the NERC reliability standards*  
4 *development process and the NAESB business practices development process are the*  
5 *appropriate forums for developing this consistency.*

6  
7 Order 890 Paragraph 223. (...) *We also direct public utilities to work through NAESB to*  
8 *develop business practices that complement NERC's new reliability standards within*  
9 *360 days after the publication of the Final Rule in the Federal Register. (...)*

10  
11 *Finally, we direct NERC and NAESB to file, within 90 days of publication of the Final*  
12 *Rule in the Federal Register, a joint status report on standards and business practices*  
13 *development and a work plan for completion of this task within the timeframe*  
14 *established above.*

15  
16 **Question**

17 4.1 How is HQT able to ensure consistency with the NAESB business practices?

18 **R4.1**

19 **Le Transporteur applique déjà les pratiques NAESB dans ses**  
20 **activités courantes et il prévoit continuer de le faire, dans la**  
21 **mesure où celles-ci sont conformes aux *Tarifs et conditions*.**

22 **5. Preamble ATC Components – existing Transmission Commitments (ETC)**

23  
24 Order 890 Paragraph 240. *In the NOPR, the Commission expressed its view that the*  
25 *lack of consistency in modeling of existing transmission commitments (ETC) resulted*  
26 *in excessive discretion in determining how much capacity a transmission provider sets*  
27 *aside for native load, including its network customers. The Commission therefore*  
28 *proposed the development of a consistent methodology for determining the capacity*  
29 *needed and set aside for native load usage. The Commission also proposed that*  
30 *accounting for transmission reservations in an ATC/AFC calculation be more*  
31 *consistent. The Commission further proposed that public utilities, working through*  
32 *NERC, establish and specifically identify the reservations to be used in determining*  
33 *ETC.*

34  
35 Order 890 Paragraph 245. *We agree with TDU Systems that inclusion of all requests*  
36 *for transmission service in ETC would likely overstate usage of the system and*  
37 *understate ATC. We therefore find that reservations that have the same point of*  
38 *receipt (POR) (generator) but different point of delivery (POD) (load), for the same*  
39 *time frame, should not be modeled in the ETC calculation simultaneously if their*

1 *combined reserved transmission capacity exceeds the generator's nameplate capacity*  
2 *at POR. This will prevent overly unrealistic utilization of transmission capacity*  
3 *associated with power output from a generator identified as a POR.*

4  
5 *Order 890 Paragraph 246. We agree with NERC that some elements of ETC are*  
6 *candidates for business practices rather than reliability standards. Accordingly, we*  
7 *direct public utilities, working through NAESB, to develop business practices necessary*  
8 *for full implementation of the developed MOD-001 reliability standard.*

9  
10 **Questions**

11 5.1 In the modelling of the ETC calculation, does HQT have any situations in its  
12 system where the transmission capacity reserved exceeds the generator's  
13 nameplate capacity at POR?

14 **R5.1**

15 **À la connaissance du Transporteur, cette situation ne se**  
16 **présente pas sur son réseau.**

17 5.2 In the modelling of the ETC calculation, does HQT have any situations in its  
18 system where the transmission capacity reserved plus any other firm  
19 commitments for the generator exceeds the generator's nameplate capacity  
20 at POR?

21 **R5.2**

22 **Non. Voir la réponse à la question 5.1.**

23 5.3 In the modeling of the ETC calculation, is there an adjustment made when the  
24 transmission capacity reserved exceeds the generator's nameplate capacity at  
25 POR in order to identify properly a realistic utilization of the transmission  
26 capacity?

27 **R5.3**

28 **Non. Voir la réponse à la question 5.1.**

29 5.4 If not, is HQT overstating the transmission capacity use through the ETC for a  
30 reason justified by a NAESB business practice?

31 **R5.4**

32 **Voir la réponse à la question 5.1.**

1     **6.     Preamble     Modeling Assumptions and input data**

2  
3     *Order 890 Paragraph 293 We believe that counterflows, if treated inconsistently, can*  
4     *adversely affect reliability and competition, depending on how they are accounted*  
5     *for. Accordingly, we reiterate that public utilities, working through NERC and NAESB,*  
6     *are directed to develop an approach for accounting for counterflows, in the relevant*  
7     *ATC standards and business practices.*

8  
9     **Question**

10    6.1    How are counterflows accounted for in the ATC calculations?

11    **R6.1**

12            **Le calcul des capacités de transfert disponibles (ATC) non**  
13            **fermes tient compte des transactions inverses.**

14    *Order 890A Paragraph 868. In response to a commenter request, the Commission*  
15    *clarified in Order No. 890 that a customer may not designate as a network resource a*  
16    *seller's choice power purchase agreement that is sourced by generating units internal*  
17    *to the transmission provider's control area, since evaluating the effect on ATC would*  
18    *be problematic. The Commission stated that, if a customer wishes to have a choice of*  
19    *resources that are internal to the particular transmission provider's control area from*  
20    *which to dispatch power, it must designate each of the resources as network*  
21    *resources.*

22  
23    *Order 890A Paragraph 891. The Commission affirms the finding in Order No. 890 that*  
24    *on-system seller's choice contracts generally do not provide enough information to*  
25    *satisfy the requirements for designation as a network resource. For on-system*  
26    *resources, the location of the capacity is necessary for determining the effect of a*  
27    *proposed designation on transmission capacity, both for evaluating the acceptability*  
28    *of the resource itself, and for allowing future transmission service requests to be*  
29    *evaluated*

30  
31    **Questions**

32    6.2    Does section 37.1(iii) of the HQT OATT meet the 890A requirements as noted  
33            in paragraphs 868 and 891, by requiring an annual submission to HQT from  
34            HQD of a description of each of the resources which contributes to the  
35            Heritage Pool (including its designated capacity)? If the response is  
36            affirmative, please provide a copy of the most recently filed current and 10  
37            year projection.

1 **R6.2**

2 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet**  
3 **dans la présente demande de modifications aux Tarifs**  
4 **et conditions.**

5 6.3 If the answer to 6.2 is negative, how does HQT monitor the need for a  
6 particular facility to schedule point-to-point service when the facility's  
7 designated capacity is exceeded when servicing non-designated loads?

8 **R6.3**

9 **Voir la réponse à la question 6.2.**

10 **7. Preamble Transparency**

11

12 *Order 890 Paragraph 327. We also require transmission providers to document their*  
13 *processes for coordinating ATC calculations with their neighboring systems.*

14

15 **Question**

16 7.1 How is HQT meeting this requirement with each of the neighboring systems  
17 namely: Ontario, New York, New England, New Brunswick and Newfoundland  
18 and Labrador?

19 **R7.1**

20 **Le Transporteur satisfait l'exigence du paragraphe 327 de**  
21 **l'ordonnance 890 en affichant les documents pertinents sur**  
22 **son site OASIS.**

23 **8. Preamble Additional Data Posting**

24

25 *Order 890 Paragraph 413. The Commission adopts the proposed requirement to post*  
26 *on OASIS metrics related to the provision of transmission service under the OATT.*  
27 *Specifically, transmission providers must post (1) the number of affiliate versus non-*  
28 *affiliate requests for transmission service that have been rejected and (2) the number*  
29 *of affiliate versus non-affiliate requests for transmission service that have been made.*  
30 *This posting must detail the length of service request (e.g., short-term or long-term)*  
31 *and the type of service requested (e.g., firm point-to-point, non-firm point-to-point or*  
32 *network service). The Commission also will require transmission providers to post*  
33 *their underlying load forecast assumptions for all ATC calculations and, to post on a*  
34 *daily basis, their actual daily peak load for the prior day. The Commission directs*  
35 *transmission providers to work through NAESB to develop standards for consistent*  
36 *methods of posting the new requirements on OASIS.*

1  
2 *Order 890 Paragraph 416 (...)* We direct transmission providers to post load forecasts  
3 *and actual daily peak load for both system-wide load (including native load) and*  
4 *native load, as this data will be useful to customers and regulators.*

5  
6 **Questions**

7 8.1 How will HQT proceed with the posting of this information? Would you  
8 please provide an example using 2008 transmission reservations.

9 **R8.1**  
10 **Sous réserve de la décision de la Régie dans la présente**  
11 **demande, le Transporteur appliquera les nouvelles règles**  
12 **d’affichage selon les pratiques de l’industrie.**

13 8.2 What NAESB standard has HQT adopted to meet this requirement?

14 **R8.2**  
15 **Les pratiques NAESB n’ont pas à être adoptées par les entités.**  
16 **Voir également la réponse à la question 8.1.**

17 **II. Coordinated, Open and Transparent Planning**  
18

- 19 • HQT Theme No planning provisions provided; an equivalent process exists  
20 (Attachment K).  
21

22 **9. Preamble The Need for reform**  
23

24 *Order 890 Paragraph 422. We do not believe that the existing pro forma OATT is*  
25 *sufficient in an era of increasing transmission congestion and the need for significant*  
26 *new transmission investment. We cannot rely on the self-interest of transmission*  
27 *providers to expand the grid in a non-discriminatory manner. Although many*  
28 *transmission providers have an incentive to expand the grid to meet their state-*  
29 *imposed obligations to serve, they can have a disincentive to remedy transmission*  
30 *congestion when doing so reduces the value of their generation or otherwise*  
31 *stimulates new entry or greater competition in their area.*

32  
33 *For example, a transmission provider does not have an incentive to relieve local*  
34 *congestion that restricts the output of a competing merchant generator if doing so*  
35 *will make the transmission provider’s own generation less competitive. A*  
36 *transmission provider also does not have an incentive to increase the import or export*  
37 *capacity of its transmission system if doing so would allow cheaper power to displace*

1 *its higher cost generation or otherwise make new entry more profitable by facilitating*  
2 *exports.*

3  
4 *Order 890 Paragraph 424. The existing pro forma OATT does not counteract these*  
5 *incentives in the planning area because there are no clear criteria regarding the*  
6 *transmission provider's planning obligation. Although the pro forma OATT contains a*  
7 *general obligation to plan for the needs of their network customers and to expand*  
8 *their systems to provide service to point to-point customers, there is no requirement*  
9 *that the overall transmission planning process be open to customers, competitors,*  
10 *and state commissions.*

11  
12 *Order 890 Paragraph 437. Accordingly, each public utility transmission provider is*  
13 *required to submit, as part of a compliance filing in this proceeding, a proposal for a*  
14 *coordinated and regional planning process that complies with the planning principles*  
15 *and other requirements in this Final Rule. In the alternative, a transmission provider*  
16 *(including an RTO or an ISO, as discussed below), may make a compliance filing in this*  
17 *proceeding describing its existing coordinated and regional planning process,*  
18 *including the appropriate language in its tariff, and show that this existing process is*  
19 *consistent with or superior to the requirements in this Final Rule. Under either of*  
20 *these approaches, the process must be documented as an attachment to the*  
21 *transmission provider's OATT.*

22  
23 *Order 890 Paragraph 438. At the outset, we note that the planning obligations*  
24 *imposed in this Final Rule do not address or dictate which investments identified in a*  
25 *transmission plan should be undertaken by transmission providers. Furthermore,*  
26 *except for the discussion below of cost allocation for transmission investments under*  
27 *Principle 9, the planning obligations included in this Final Rule do not address*  
28 *whether or how investments identified in a transmission plan should be*  
29 *compensated. Through the principles described below, we establish a process*  
30 *through which transmission providers must coordinate with customers, neighbouring*  
31 *transmission providers, affected state authorities, and other stakeholders in order to*  
32 *ensure that transmission plans are not developed in an unduly discriminatory*  
33 *manner.*

34  
35 **Question**

36 9.1 On what basis is HQT's investment authorization process to be considered  
37 "consistent with or superior" (as this test is described at paragraph 14 of Order 890)  
38 with the coordinated planning process envisaged in proforma 890? Please provide a  
39 copy of the OATT required attachment which documents the process.

1 **R9.1**

2 Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de  
3 renseignements n° 1 du Regroupement national des Conseils  
4 régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») et de  
5 l'Union des consommateurs (« UC »).

6 Le test proposé par la FERC au paragraphe 14 de l'ordonnance  
7 890 n'est pas applicable à l'évaluation du processus de  
8 planification du Transporteur pour les motifs suivants.  
9 Premièrement, ce test découle de l'adoption d'un appendice K,  
10 et le Transporteur ne formule aucune demande en ce sens  
11 dans la présente cause. Deuxièmement, le Transporteur n'est  
12 pas sous la juridiction de la FERC.

13 La situation décrite au paragraphe 422 de l'ordonnance 890 en  
14 préambule n'a rien de comparable avec la situation au Québec.

15 Outre ses obligations réglementaires, le principal « test » que  
16 le Transporteur doit satisfaire est de soumettre et de justifier  
17 ses projets d'investissements à la Régie pour obtenir les  
18 autorisations requises.

19  
20 **10. Preamble Planning Principles**

21 *Order 890 Paragraph 453. (...)Transmission providers are, however, required to craft a*  
22 *process that allows for a reasonable and meaningful opportunity to meet or*  
23 *otherwise interact meaningfully.*

24  
25 *Order 890 Paragraph 454. (...) we fully intend that the planning process adopted*  
26 *herein provide for the timely and meaningful input and participation of customers*  
27 *into the development of transmission plans. This means that customers must be*  
28 *included at the early stages of the development of the transmission plan and not*  
29 *merely given an opportunity to comment on transmission plans that were developed*  
30 *in the first instance without their input.*

31  
32 *Order 890 Paragraph 471. In addition transmission providers will be required to*  
33 *reduce to writing and make available the basic methodology, criteria, and processes*  
34 *they use to develop their transmission plans, including how they treat retail native*  
35 *loads, in order to ensure that standards are consistently applied. This information*  
36 *should enable customers, other stakeholders, or an independent third party to*

1 *replicate the results of planning studies and thereby reduce the incidence of after-the*  
2 *–fact disputes regarding whether planning has been conducted in an unduly*  
3 *discriminatory fashion.*

4  
5 *Order 890 Paragraph 486. The Commission adopts the information exchange principle*  
6 *as to both network and point-to-point transmission customers. Accordingly, we will*  
7 *require transmission providers, in consultation with their customers and other*  
8 *stakeholders, to develop guidelines and a schedule for the submittal of information. In*  
9 *order for the Final Rule’s planning process to be as open and transparent as possible,*  
10 *the information collected by transmission providers to provide transmission service to*  
11 *their native load customers must be transparent and, to that end, equivalent*  
12 *information must be provided by transmission customers to ensure effective planning*  
13 *and comparability.*

14  
15 *Order 890 Paragraph 487. We also believe that it is appropriate to require point-to-*  
16 *point customers to submit any projections they have of a need for service over the*  
17 *planning horizon and at what receipt and delivery points.*

18  
19 *Order 890 Paragraph 524. (...)as discussed above, it is not in the economic self-*  
20 *interest of transmission providers to expand the grid to permit access to competing*  
21 *sources of supply. A transmission provider has little incentive to upgrade its*  
22 *transmission capacity with its interconnected neighbors if doing so would allow*  
23 *competing suppliers to serve the customers of the transmission provider. We*  
24 *therefore find, as discussed in greater detail above, that greater coordination and*  
25 *openness in transmission planning is required, on both a local and regional level, to*  
26 *remedy undue discrimination.*

27  
28 *Order 890 Paragraph 543. Some commenters argue that economic upgrades should*  
29 *be considered only in the context of individual requests for service under the pro*  
30 *forma OATT. The Commission disagrees. The process for addressing individual*  
31 *requests for service under the pro forma OATT is adequate for customers who request*  
32 *specific transmission rights to purchase power from a particular resource in a*  
33 *particular location during a defined time period. However, it does not provide an*  
34 *opportunity for customers to consider whether potential upgrades or other*  
35 *investments could reduce congestion costs or otherwise integrate new resources on*  
36 *an aggregated or regional basis outside of a specific request for interconnection or*  
37 *transmission service.*

38  
39 *Order 890 Paragraph 546. (...) we direct transmission providers, in consultation with*  
40 *their stakeholders during development of their Attachment K compliance filings (as*

1 *discussed above), to develop a means to allow the transmission provider and*  
2 *stakeholders to cluster or batch requests for economic planning studies so that the*  
3 *transmission provider may perform the studies in the most efficient manner. We will*  
4 *also require the requests for economic planning studies, as well as the responses to*  
5 *the requests, be posted on the transmission provider's OASIS or web site, subject to*  
6 *confidentiality requirements.*

7  
8 Order 890 Paragraph 547. *The Commission will modify the principle to allow*  
9 *customers to choose the studies that are of the greatest value to them. Specifically,*  
10 *we are modifying the principle to require that stakeholders be given the right to*  
11 *request a defined number of high priority studies annually (e.g., five to ten studies) to*  
12 *address congestion and/or the integration of new resources or loads. The intent of*  
13 *this approach is to allow customers, not the transmission provider, to identify those*  
14 *portions of the transmission system where they have encountered transmission*  
15 *problems due to congestion or whether they believe upgrades and other investments*  
16 *may be necessary to reduce congestion and to integrate new resources.*

17  
18 Order 890 Paragraph 586. *(...)We direct transmission providers to work with other*  
19 *participants in the planning process, as part of the collaborative process described*  
20 *above, to develop their cost recovery proposals in order to determine whether all*  
21 *relevant parties, including state agencies, have the ability to recover the costs of*  
22 *participating in the planning process.*

23 **Questions**

24 10.1 Please explain how the interaction with customers defined in the above  
25 referenced paragraphs from Order 890 is included in the planning process in  
26 place at HQT?

27 **R10.1**

28 **Le Transporteur réitère ici sa réponse R9.1.**

29  
30 **Les références à l'ordonnance 890 citées comme préambule à**  
31 **cette question concernent la mise en place d'un appendice K**  
32 **et diverses problématiques propres aux réseaux américains**  
33 **dont la gestion d'importants problèmes de congestion. On ne**  
34 **retrouve pas au Québec un problème comparable.**

35  
36 10.2 Please explain how the information is gathered and distributed to the  
37 customers, stakeholders, regulators and interconnected neighbours?

38 **R10.2**

39 **Le Transporteur réfère NLH à sa réponse R9.1. Le Transporteur**  
40 **ajoute que par ailleurs, lors des études de planification, les**

1 clients et publics concernés ont l'occasion de prendre  
2 connaissance des problématiques, enjeux et alternatives qui  
3 sont envisagés lors de leurs échanges avec le Transporteur.  
4

5 10.3 Please explain how HQT's planning process is "consistent with or superior to"  
6 the process referred to at paragraph 453 of the *pro forma* 890 OATT whereby  
7 transmission providers are required to "craft a process that allows for a  
8 reasonable and meaningful opportunity to meet or otherwise interact  
9 meaningfully" with customer and other stakeholders.

10 **R10.3**

11 Le Transporteur réfère NLH à sa réponse R9.1. Par ailleurs, le  
12 Transporteur dispose de différentes procédures dans son  
13 processus de planification actuel pour interagir avec les  
14 clients concernés par des projets d'investissements en  
15 transport. La réponse fournie aux questions 10.1 et 10.2 en  
16 illustre quelques exemples.

17 10.4 Please explain how HQT's planning process is "consistent with or superior to"  
18 the process referred to at paragraph 460 of the *pro forma* 890 OATT whereby  
19 transmission providers are required to establish transmission planning  
20 meetings [that are] open to all affected parties including, but not limited to,  
21 all transmission and interconnection customers, state commissions and other  
22 stakeholders.

23 **R10.4**

24 Le Transporteur réfère NLH à sa réponse R9.1.

25 10.5 Please explain how HQT's planning process is "consistent with or superior to"  
26 the process referred to at paragraph 471 of the *pro forma* 890 OATT whereby  
27 transmission providers are required to reduce to writing and make available  
28 the basic methodology, criteria, and processes they use to develop their  
29 transmission plans, including how they treat retail native loads, in order to  
30 ensure that standards are consistently applied.

31 **R10.5**

32 Le Transporteur réfère NLH à sa réponse R9.1. Le Transporteur  
33 est responsable de la planification du réseau de transport au  
34 Québec et la Régie exerce une pleine juridiction à l'égard de ce  
35 dernier pour approuver les projets d'investissements et leur  
36 justification.

1 10.6 Will HQT’s planning process make sufficient information available such that it  
2 will enable transmission customers to replicate planning studies? If so, how?  
3 If not, please explain.

4 **R10.6**

5 **Le Transporteur réfère NLH à sa réponse R9.1.**

6 10.7 Please explain how HQT’s planning process is “consistent with or superior to”  
7 the process referred to at paragraph 472 of the pro forma 890 OATT whereby  
8 transmission providers make available information regarding the status of  
9 upgrades identified in their transmission plans in addition to the underlying  
10 plans and related studies [and provide] ready access to this information in  
11 order to facilitate coordination and oversight.

12 **R10.7**

13 **Le Transporteur réfère NLH à sa réponse R9.1.**

14 10.8 Please explain how HQT’s planning process is “consistent with or superior to”  
15 the process referred to at paragraph 494 of the pro forma 890 OATT whereby  
16 the transmission provider is required after considering the data and  
17 comments supplied by customers and other stakeholders, to develop a  
18 transmission system plan that (1) meets the specific service requests of its  
19 transmission customers and (2) otherwise treats similarly-situated customers  
20 (e.g., network and retail native load) comparably in transmission system  
21 planning.

22 **R10.8**

23 **Le Transporteur réfère NLH à sa réponse R9.1.**

24 10.9 Please explain how HQT’s planning process is “consistent with or superior to”  
25 the process referred to at paragraph 501 of the *pro forma* 890 OATT whereby  
26 a dispute resolution process should be available to address both procedural  
27 and substantive planning issues, as the purpose for including a dispute  
28 resolution process is to provide a means for parties to resolve all disputes  
29 related to the [the] planning process.

1 **R10.9**

2 **Le Transporteur réfère NLH à sa réponse à la question 9.1.**

3 10.10 Please explain how HQT's planning process is "consistent with or superior to"  
4 the process referred to at paragraph 542 of the *pro forma* 890 OATT whereby  
5 the process must consider both reliability and economic considerations. The  
6 purpose of this principle is to ensure that the latter is considered adequately  
7 in the transmission planning process.

8 **R10.10**

9 **Le Transporteur réfère NLH à la réponse R9.1. Le Transporteur**  
10 **ajoute que le respect des normes et exigences de fiabilité fait**  
11 **partie de son processus de planification actuelle. Ces**  
12 **éléments sont également considérés dans le cadre des projets**  
13 **d'investissement présentés à la Régie en vertu du Règlement**  
14 **sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la**  
15 **Régie de l'énergie.**

16 10.11 When initiating HQT's planning process will HQT be providing sample  
17 expansion plans and analysis of recent peak load operating situations so that  
18 customers can establish a benchmark for assessment?

19 **R10.11**

20 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet**  
21 **dans la présente demande de modifications aux Tarifs**  
22 **et conditions.**

23 **III. Transmission Pricing**

24

25 **HQT Themes:**

- 26 • Crédits pour clients du service en réseau intégré propriétaires d'installations  
27 de transport; Article 30.9.
- 28 • Cession ou revente de capacité: Articles 23.1; 23.2; 23.3; Appendice A-1
- 29 • Pénalités liées à l'exploitation: pénalités pour utilisation du réseau sans  
30 réservation ou au-delà de la capacité réservée: Articles 3; 28.6; 36.5.
- 31 • Services Complémentaires; Annexes 2, 3, 6, 7.

32 **Preamble IESO Agreement**

33

34 Letter From IESO dated March 27, 2009 where by the IESO and HQT issued a joint  
35 statement that Schedule 4 and 5 do not apply to generators located within the IESO  
36 Control Area such as are OPG Saunders generation facilities.

1  
2 *Order 890 paragraph 669. Some commenters stated that the Commission should*  
3 *require transmission providers to establish, or permit market participants to establish,*  
4 *markets or pools for the netting and settlement of imbalances. As explained*  
5 *previously, the purpose of this rule is to strengthen the pro forma OATT to remedy*  
6 *undue discrimination and not to impose any particular market structure. If*  
7 *transmission providers offer to modify their OATTs to allow such pools, we will*  
8 *consider such proposals.*

9

10 **Questions**

11 11.1 Please provide more detail explaining the conclusion that imbalances “can be  
12 dealt with at a balancing authority level”.

13 **R11.1**

14 **Conformément à la décision D-2009-056, le Transporteur**  
15 **dépose sa preuve concernant le texte des annexes 4 et 5 des**  
16 **Tarifs et conditions concernant les écarts de réception et de**  
17 **livraison dans un document distinct.**

18 11.2 How will the balancing authorities deal with the imbalances? What steps are  
19 included in the process to make it transparent and verifiable?

20 **R11.2**

21 **Voir la réponse à la question 11.1.**

22 11.3 What is the nature of the agreement made with the IESO? Is it the creation of  
23 a “pool” as described in the above cited “Final Order” text par.669? Please  
24 provide a copy of the agreement.

25 **R11.3**

26 **Voir la réponse à la question 11.1.**

27 11.4 Can similar arrangements as are considered with the IESO be made with other  
28 neighbouring areas? What are the standard terms and conditions for others  
29 to avail of such an arrangement?

1 **R11.4**

2 **Voir la réponse à la question 11.1.**

3 11.5 Is there a process whereby such agreements are approved by the Régie?

4 **R11.5**

5 **Voir la réponse à la question 11.1.**

6 **Preamble Capacity Reassignment**

7

8 HQT Theme:

- 9 • Cession ou revente de capacité: articles 23.1; 23.2; 23.3; Appendice A-1

10

11 *Order 890 paragraph 85. We find that the existing cap on the reassignment of point-*  
12 *to-point service is no longer just and, therefore, we eliminate the cap. We believe that*  
13 *removing the cap will eliminate an unnecessary impediment to the resale of capacity,*  
14 *which in turn should increase utilization of the grid and otherwise ensure that point to*  
15 *point service is just, reasonable, and not unduly discriminatory.*

16

17 In Québec the majority of the effective firm “wheel out” service to the U.S. has been  
18 requested by HQP (Phase I/II; Highgate; Massena; Derby). HQP has also booked firm  
19 service on 100% of the export capacity of the 1250 MW DC interconnection to  
20 Ontario. The only paths not completely under control of HQP are the paths to  
21 Labrador and to New Brunswick and 100MW on the Dennison path that requires  
22 payment of an extra \$1.52/MWh to get into the New York ISO.

23

24 **Questions**

25 12.1 How can the removal of a cap on the resale of transmission be viewed as an  
26 incentive to increase the resale of transmission capacity in the Québec  
27 context described above in the preamble?

28 **R12.1**

29 **Le Transporteur ne connaît pas l'origine du contexte indiqué**  
30 **ci-dessus débutant par les mots In Québec (nos soulignés),**  
31 **lequel ne fait pas, par ailleurs, partie de la preuve déposée par**  
32 **le Transporteur et il ne peut donc pas commenter.**

33 12.2 Should the Québec OATT provide for automatic posting of unscheduled  
34 transmission prior to the close of the day-ahead markets in neighbouring  
35 areas to provide access to firm service and mitigate the potential of hoarding  
36 by HQT's affiliate? Please explain.

1 **R12.2**

2 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet**  
3 **dans la présente demande de modifications aux Tarifs**  
4 **et conditions.**

5 12.3 In the reassignment process, considering that a “wheel through” service in  
6 Québec, is comprised of a combination of “wheel in” and “wheel out”; will  
7 HQT allow transmission customers to manage their transmission portfolios by  
8 allowing the assignment of transmission “in part”? For example, will a  
9 customer with a wheel in – wheel out service be permitted to reassign the  
10 wheel-out leg?

11 **R12.3**

12 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet**  
13 **dans la présente demande de modifications aux Tarifs et**  
14 **conditions. Le Transporteur ajoute par ailleurs que cette**  
15 **question fait l'objet d'un litige avec NLH.**

16 12.4 If the answer to 12.3 is negative, please explain why this restriction is just and  
17 reasonable?

18 **R12.4**

19 **Voir la réponse à la question 12.3.**

20 **Preamble Operational Penalties**

21

22 **HQT Theme:**

- 23 • Pénalités liées à l'exploitation : pénalités pour utilisation du réseau sans  
24 réservation ou au-delà de la capacité réservée: Articles 3; 28.6; 36.5.

25

26 *Order 890 paragraph 840. In order to ensure that the transmission provider has a*  
27 *basis for charging an unreserved use penalty, we modify section 13.4 of the pro forma*  
28 *OATT to provide that a customer that takes unreserved point-to-point transmission*  
29 *service and does not have a service agreement with the transmission provider is*  
30 *deemed to have executed the transmission provider's form of service agreement for*  
31 *point-to-point service. In addition, we clarify that a customer that uses more*  
32 *transmission service than it has reserved is also subject to charges for ancillary*  
33 *services.*

34

1 **Question**

2 13.1 How will section 13.4 be applied in relation with the imbalance service? Will  
3 HQT charge ancillary services to a client using transmission without  
4 reservation as FERC stated in paragraph 840 of the final rule? If so, which  
5 ancillary charges will be charged?

6 **R13.1**

7 **Concernant la première question, voir la réponse à la question**  
8 **6.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie.**  
9 **Concernant la seconde question, le Transporteur indique à la**  
10 **pièce HQT-2, document 1, article 3 qu'il propose d'appliquer**  
11 **une disposition identique à celle adoptée par la FERC dans**  
12 **l'ordonnance 890. Concernant la troisième question, le texte**  
13 **proposé à l'article 3 indique que les services complémentaires**  
14 **associés au service non réservé vont s'appliquer.**

15 Section 38.5 of the HQT 890 OATT states, in part:

16 The Distributor shall not operate its designated resources located in the  
17 Transmission Provider's Control Area such that the output of those facilities  
18 exceeds its designated Native Load plus losses, plus power sales under a  
19 reserved sharing program, plus sales that permit curtailment without penalty  
20 to serve its designated Native Load, unless the Distributor has to this effect  
21 entered into a Service Agreement with the Transmission Provider for Point-to-  
22 Point Transmission Service under Part II herein.

23

24 **Questions**

25 13.2 Section 30.4 of the Pro-forma 890 OATT states "*The Network Customer shall*  
26 *not operate its designated Network Resources located in the Network*  
27 *Customer's or Transmission Provider's control area such that the output of*  
28 *those facilities exceeds its designated Network Load, plus Non-firm sales*  
29 *delivered pursuant to Part II of the Tariff, plus losses."* Why does the HQT 890  
30 OATT allow the Distributor to operate its designated resources in excess of  
31 the Native Load plus losses - up to the total of the amount of power sales  
32 under a reserve sharing program plus sales that permit curtailment without  
33 penalty to serve its designated Native Load?

34 **R13.2**

35 **Le texte de l'article 38.5 des *Tarifs et conditions* proposé par le**  
36 **Transporteur est conforme au texte de l'OATT émis par la**  
37 **FERC en vertu de l'ordonnance 890-B. Le texte de l'article 30.4**  
38 **de l'OATT cité dans la question est désuet.**

1 13.3 If the output of the designated resources located in the Transmission  
2 Provider's control area exceeds the Distributor's designated Native Load plus  
3 losses, plus power sales under a reserve sharing program, plus sales that  
4 permit curtailment without penalty to serve its designated Native load, what,  
5 if any, penalty applies?

6 **R13.3**

7 **Voir la réponse à la question 13.2.**

8 **IV Non-Rate Terms and Conditions**

9

10 **14. Preamble Planning Redispatch and Conditional Firm options**

11

12 Refer Attachment A - screen shots of two transactions where HQT "forced  
13 acceptance" of the requested service. One transaction was for HQM (production  
14 affiliate); the second transaction was for HQD the distributor affiliate.

15

16 **Questions**

17 14.1 Will transactions of this nature be treated as conditional firm service requests  
18 under HQT 890 OATT? If not, what is the process for requesting service of this  
19 nature on the OASIS?

20 **R14.1**

21 **Cette question n'est pas pertinente à la présente demande de**  
22 **modifications aux *Tarifs et conditions* du Transporteur.**

23 14.2 Are these "forced acceptances" authorized in virtue of an existing OATT rule?  
24 If so, please cite the rule.

25 **R14.2.1**

26 **Cette question n'est pas pertinente à la présente demande de**  
27 **modifications aux *Tarifs et conditions* du Transporteur.**

28 14.2 Has the Régie de l'énergie authorized these types of service? If so, please  
29 reference the decision number.

1 **R14.2.2**  
2 **Cette question n'est pas pertinente à la présente demande de**  
3 **modifications aux *Tarifs et conditions* du Transporteur.**

4 14.3 What are the consequences on the firmness of the service thus provided?

5 **R14.3**  
6 **Cette question n'est pas pertinente à la présente demande de**  
7 **modifications aux *Tarifs et conditions* du Transporteur.**

8 14.4 Are such procedures in conformity with the NAESB business practices? If so,  
9 please cite the rule or reference permitting these procedures.

10 **R14.4**  
11 **Cette question n'est pas pertinente à la présente demande de**  
12 **modifications aux *Tarifs et conditions* du Transporteur.**

13 **15. Preamble Hourly Firm Service**

14  
15 Order 890 paragraph 1177 does not require that transmission providers offer hourly  
16 firm service. However, the situation in Québec could enable HQT to offer such as  
17 service, since no congestion exists on the system.

18  
19 **Questions**

20 15.1 Are there reliability or any other issues that could prevent the deployment of  
21 hourly firm service?

22 **R15.1**  
23 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet**  
24 **dans la présente demande de modifications aux *Tarifs***  
25 ***et conditions*.**

26 15.2 Are there Business practice issues that could not be resolved that would  
27 prevent HQT from offering hourly firm service?

28 **R15.2**  
29 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet**  
30 **dans la présente demande de modifications aux *Tarifs***  
31 ***et conditions*.**

32

1    **16.    Preamble        Designation of Network Services**

2

3    *Pro forma 890 OATT Section 30.1 (Designation of Network Resources) Any*  
4    *owned or purchased resources that were serving the Network Customer's*  
5    *loads under firm agreements entered into on or before the Service*  
6    *Commencement Date shall initially be designated as Network Resources until*  
7    *the Network Customer terminates the designation of such resources.*

8

9    **Questions**

10  16.1  Does Part III of the pro forma 890 OATT (Network Transmission Integration  
11        Service) establish the “minimum terms and conditions of non-discriminatory  
12        service” applicable to Part IV of the HQT 890 OATT (Native-Load Transmission  
13        service)?

14  **R16.1**

15        **Dans sa décision D-2002-95, la Régie a ordonné au**  
16        **Transporteur d'ajouter la Partie IV des Tarifs et conditions,**  
17        **laquelle régit le service de transport pour l'alimentation de la**  
18        **charge locale.**

19  16.2  If the response to (16.1) is affirmative, please explain the response.

20  **R16.2**

21        **Voir la réponse à la question 16.1.**

22  16.3  If the response to (16.1) is not affirmative, please indicate the sections of the  
23        pro forma 890 OATT, if any, which establish the “minimum terms and  
24        conditions of non-discriminatory service” applicable to Part IV of the HQT 890  
25        OATT.

26  **R16.3**

27        **Voir la réponse à la question 16.1.**

28  16.4  If no sections of the pro forma 890 OATT are indicated in response to 16.3,  
29        please explain the basis for Part IV of the HQT 890 OATT meeting the  
30        “minimum terms and conditions” of the pro forma 890 OATT.

31

32  **R16.4**

33        **Voir la réponse à la question 16.1.**

1 16.5 Is it the position of HQT that Section 30.1 of the pro forma 890 OATT  
2 (Designation of Network Resources) establishes the “minimum terms and  
3 conditions of non-discriminatory service” applicable to Section 38.1 of the  
4 HQT 890 OATT (Designation of Distributor Resources)?

5 **R16.5**

6 **Voir la réponse à la question 16.1.**

7 16.6 If the response to (16.5) is affirmative, please explain the response.

8 **R16.6**

9 **Voir la réponse à la question 16.1.**

10 16.7 If the response to (16.5) is not affirmative, please indicate the sections of the  
11 pro forma 890 OATT, if any, which establish the “minimum terms and  
12 conditions of non-discriminatory service” applicable to Section 38.1 of the  
13 HQT 890 OATT.

14 **R16.7**

15 **Voir la réponse à la question 16.1.**

16 16.8 If no sections of the pro forma 890 OATT are indicated in response to 16.7,  
17 please explain the basis for Section 38.1 of the HQT 890 OATT meeting the  
18 “minimum terms and conditions” of the pro forma 890 OATT.

19 **R16.8**

20 **Voir la réponse à la question 16.1.**

21 16.9 Do the distributor resources designated under section 38.1 of the HQT 890  
22 OATT consist in whole or in part of “owned or purchase resources that were  
23 serving [native-load] customers under long term firm agreements entered  
24 into on or before the Service Commencement Date” (as the term Service  
25 Commencement Date is used in the pro form 890 OATT)?

26 **R16.9**

27 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet à**  
28 **l'article 38.1 de la présente demande de modifications aux**  
29 **Tarifs et conditions.**

1 16.10 If the response to (16.9) is affirmative, please indicate whether any distributor  
2 resources consisting of “purchases” under “firm agreements” are designated  
3 under section 38.1 of HQT 890 OATT. Please identify any such firm  
4 agreements.

5 **R16.10**

6 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet à**  
7 **l'article 38.1 de la présente demande de modifications aux**  
8 ***Tarifs et conditions.***

9 16.11 For any such “firm agreements” identified in, response to 16.10 please  
10 indicate whether the agreement contains “make-whole” liquidated-damages  
11 provisions as discussed in paragraph 1455 of the pro forma 890 OATT. If not  
12 what criteria were applied to qualify this transaction as firm?

13 **R16.11**

14 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet à**  
15 **l'article 38.1 de la présente demande de modifications aux**  
16 ***Tarifs et conditions.***

17 16.12 Can an individual resource i.e., a physical plant or a purchase power  
18 agreement be designate as a native-load resource under section 38.1 of the  
19 HQT 890 OATT or is the Heritage Pool the designated native-load resource  
20 under section 38.1?

21 **R16.12**

22 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet à**  
23 **l'article 38.1 de la présente demande de modifications aux**  
24 ***Tarifs et conditions.*** **Le Transporteur ajoute par ailleurs que**  
25 **cette question fait l'objet d'un litige avec NLH.**

26 16.13 Does HQD pay HQT for the entire cost of the Heritage Pool Service ( i.e.  
27 generation and transmission) or just for transmission service?

28 **R16.13**

29 **Cette question n'est pas pertinente à la présente demande de**  
30 **modifications aux *Tarifs et conditions* du Transporteur.**

31 16.14 If the response to 16.9 is not affirmative, please indicate the sections of the  
32 pro forma 890 OATT which are the basis for meeting the “minimum terms and  
33 conditions of non-discriminatory service” for the designation of distributor  
34 resources in section 38.1 of the HQT 890 OATT.

1 **R16.14**

2 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet à**  
3 **l'article 38.1 de la présente demande de modifications aux**  
4 **Tarifs et conditions.**

5 **R16.15**

6 **Pas de question 16.15.**

7 Section 38.1 of the HQT 890 OATT contains the following: "Distributor Resources  
8 cannot include resources, or any portion thereof, that are committed for sale to  
9 third-party load other than the Native Load or otherwise cannot be called upon to  
10 supply the Distributor's Native Load on a non-interruptible basis except for purposes  
11 of fulfilling obligations under a reserve sharing program".

12

13 **Questions**

14 16.16 Please describe what is meant by a "reserve sharing program".

15 **R16.16**

16 **Le concept de partage de réserve est abondamment décrit par**  
17 **la FERC dans son ordonnance 890-A, notamment aux**  
18 **paragrapes 932 à 948.**

19 16.17 Does HQT currently have in place any such reserve-sharing program? If the  
20 answer is affirmative:

21 a) Please indicate with whom and to what extent the capacity of distributor  
22 resources designated under section 38.1 of HQT's current OATT is committed  
23 under such a program.

24 b) Please indicate during the past 12 months whether distributor resources  
25 designated under 38.1 of HQT's current OATT have been obliged under such a  
26 program to provide electricity. If any such instances have occurred, please  
27 indicate how much electricity was provided from the distributor resources.

28 c) Under what conditions are distributor resources designated under section  
29 38.1 of HQT's current OATT committed to provide electricity under such a  
30 program.

31 d) If distributor resources designated under section 38.1 of HQT's current  
32 OATT are committed at any instance under a reserve-sharing program, does a  
33 native-load transmission customer have to designate replacement resources  
34 to ensure adequate supply to native-load? Please explain.

1 **R16.17**

2 **Voir les réponses aux questions 13.1 et 13.2 de la demande de**  
3 **renseignements n° 1 de ÉBMI.**

4 16.18 Under the reserve-sharing program, does HQT commit to sell electricity from  
5 designated distributor resources? Please explain.

6 **R16.18**

7 **Voir la réponse à la question 16.17.**

8 16.19 If the response to 16.17 is not affirmative, please explain why HQT is  
9 proposing under HQT 890 OATT to allow designated network resource to  
10 supply reserve-sharing programs?

11 **R16.19**

12 **Voir la réponse à la question 16.17.**

13 16.20 If the response to 16.17 is not affirmative, please explain the extent to which  
14 HQT has discussed such reserve-sharing arrangements with any affiliate.

15 **R16.20**

16 **Voir la réponse à la question 16.17.**

17 Section 36.5 of the HQT 890 OATT states, in part, that: *"In the event that the*  
18 *Distributor uses Native-Load Transmission Service or secondary service pursuant to*  
19 *Section 36.3 to facilitate a wholesale sale that does not serve Native-Load, the*  
20 *dispositions of section 13.7 (d) will apply"*.

21

22 **Questions**

23 16:21 In the event that the Distributor uses Native-Load Transmission Service or  
24 secondary service pursuant to Section 36.3 of the HQT 890 OATT to facilitate  
25 a wholesale sale that does not serve Native-Load, is HQD deemed to have  
26 taken service under Part II of the OATT and if so, what provisions apply and  
27 what priority will this transmission service have compared to existing firm  
28 point-to-point and existing non-firm point-to-point reservations under  
29 section 13.6 of the HQT 890 OATT? Please explain.

30 **R16.21**

31 **L'article 36.5 proposé par le Transporteur prévoit que les**  
32 **dispositions de l'article 13.7 d) s'appliqueront dans ce cas,**  
33 **incluant la pénalité de 150 % applicable aux réservations**  
34 **insuffisantes.**

1 16.22 In the event that the Distributor uses Native-Load Transmission Service or  
2 secondary service pursuant to Section 36.3 of the HQT 890 OATT to facilitate  
3 a wholesale sale that does not serve Native-Load, what will be the  
4 transmission charge for the use of this service? Please explain.

5 **R16.22**

6 **Voir la réponse à la question 16.21.**

7 **17. Preamble Obligation to designate a “Source”**

8

9 Section 17.2 of HQT’s OATT requires disclosure of: (iv) the location of the generating  
10 facility(ies) supplying the capacity and energy, and (v) a description of the supply  
11 characteristics of capacity and energy to be delivered.

12 **Questions**

13 17.1 Are there any new rules within the 890 Orders that would have implications  
14 for the existing requirements under HQT OATT section 17.2, and enable a  
15 point-to-point customer to acquire long term transmission service without  
16 identifying a specific generating facility “Source”?

17 **R17.1**

18 **Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet**  
19 **dans la présente demande de modifications aux Tarifs et**  
20 **conditions.**

21 17.2 Are there any point-to-point transmission requests that have been accepted  
22 by HQT without a specific generating unit identified as a “Source”? If so,  
23 please explain how this is consistent with existing OATT requirements and, on  
24 a go forward basis, how any 890 requirements identified in response to 17.1  
25 would apply to point-to-point service requests of this nature.

26 **R17.2**

27 **Cette question n'est pas pertinente à la présente demande de**  
28 **modifications aux Tarifs et conditions du Transporteur.**







CANADA  
PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

N°: R-3715-2009

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

(ci-après « HQT »)

Demanderesse

ET

**NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO,**  
Hydro Place, 500 Columbus Drive P.O. Box 12400,  
St-John's, Newfoundland A1B 4K7

(ci-après la « NLH »)

Intervenante

---

**OBSERVATIONS ÉCRITES DE  
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO  
RELATIVEMENT À DEMANDE D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE AFIN D'OBTENIR  
L'AUTORISATION REQUISE POUR L'ACQUISITION ET LA CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU  
D'ACTIFS DESTINÉS AU TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ  
PROJET DU TRANSPORTEUR D'AJOUTS ET MODIFICATIONS DES ÉQUIPEMENTS DE TRANSPORT  
REQUIS POUR L'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS  
HQT-MASS ET HQT-NE - DOSSIER R-3715-2009**

---

## Introduction

1. Le 5 février 2010, Newfoundland and Labrador Hydro (« NLH ») déposait une demande d'intervention dans le dossier R-3715-2009 concernant la demande d'Hydro-Québec TransÉnergie (« HQT ») d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport de l'électricité. La demande d'HQT s'inscrit dans le cadre du projet d'ajouts et de modifications des équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions HQT-MASS et HQT-NE.
2. NLH, une société d'utilité publique contrôlée à 100% par Nalcor Energy, est un client de service de transport point à point d'HQT, dont les activités s'articulent autour de la production et de la vente d'énergie sur les marchés de gros en utilisant notamment les interconnexions reliant les réseaux de transport du nord-est à celui du Québec. À ce titre, elle est directement concernée par la demande d'HQT faite dans le cadre du dossier R-3715-2009.

3. La demande d'intervention de NLH a été acceptée par la Régie de l'énergie (« Régie ») dans la décision procédurale D-2010-024 rendue le 9 mars 2010. Le présent document constitue les commentaires et observations de NLH dans le dossier R-3715-2010.

## Observations

4. HQT dépose la présente demande en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (« **LRE** »), lequel prévoit que le transporteur d'électricité doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour construire des immeubles et des actifs destinés au transport de l'électricité. Ces cas sont prévus au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (le « **Règlement** »). La présente demande s'inscrit au sous-paragraphe 1 a) du premier alinéa de l'article 1 du Règlement:

« 1. Une autorisation de la Régie de l'énergie est requise pour:

1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution ainsi que pour étendre, modifier ou changer l'utilisation du réseau de transport ou de distribution dans le cadre d'un projet de:

a) transport d'électricité d'un coût de 25 000 000 \$ et plus;

[...] »

5. Le Règlement prévoit également que toute demande d'autorisation doit être accompagnée des renseignements énoncés aux articles 2 et 3. Parmi ceux-ci, nous retrouvons, au paragraphe 3 de l'article 3, les engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières.
6. En l'espèce, le consommateur de service est Hydro-Québec Production (« **HQP** ») dans la mesure où les investissements pour lesquels HQT demande une autorisation à la Régie sont requis afin de donner suite aux demandes de services de transport déposées par cette division d'Hydro-Québec.
7. Ainsi, le Règlement impose à HQT le dépôt des engagements contractuels conclus avec HQP relatifs au projet d'ajouts et de modifications des équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions HQT-MASS et HQT-NE car ceux-ci constituent un pré-requis à tout investissement.
8. Ces engagements contractuels sont les deux conventions de service accélérées de transport ferme signées entre HQT et HQP le 31 mars 2009 pour l'utilisation des chemins HQT-MASS et

---

<sup>1</sup> L.R.Q., chapitre R-6.01. L'article 73 est déposé en annexe de la présente.

<sup>2</sup> c. R-6.01, r.2. Le Règlement est déposé en annexe de la présente.

HQT-NE<sup>3</sup>. L'obligation d'HQT de déposer les engagements contractuels a été respectée. [Pièce HQT-1, Document 1 – Annexe 1].

9. Par ailleurs, une lecture attentive de ces conventions de service accélérées nous permet de constater que celles-ci ne respectent pas le contenu obligatoire prévu à l'article 17.2 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (« OATT »)<sup>4</sup>. En effet, le paragraphe (iv) de cet article prévoit qu'une demande de service de transport complète doit fournir notamment l'élément suivant:

« la localisation de l'installation (des installations) de production fournissant la puissance et l'énergie et la localisation de la charge desservie ultimement par la puissance et l'énergie transportées. Le Transporteur traitera cette information comme étant confidentielle, sauf dans la mesure où sa divulgation est requise par les présentes, par un règlement ou par une ordonnance judiciaire, à des fins de fiabilité, conformément aux pratiques usuelles des services publics ou conformément aux ententes de partage d'information sur le transport des GTR. Le Transporteur traitera cette information conformément au Code de conduite du Transporteur; »

[Notre souligné]

10. Or, l'annexe 1 des deux conventions de service accélérées de transport ferme énonce, au point 3.0 sous l'item *fournisseur*, la mention « Hydro-Québec Production ». Cette seule information ne permet pas de connaître, tel que l'exige spécifiquement l'OATT, la localisation de l'installation de production fournissant la puissance et l'énergie.
11. Ce vice fondamental a pour conséquence de rendre inapplicable les deux conventions de service et, par le fait même, d'empêcher la Régie de statuer sur la présente demande d'HQT. En effet, dans la mesure où les documents déposés par HQT au soutien de sa demande ne respectent pas les dispositions de l'OATT, NLH est d'avis que la Régie ne devrait pas accueillir la requête d'HQT, telle que déposée.
12. D'ailleurs, la Régie de l'énergie mentionne dans sa toute dernière décision D-2010-53, que faire droit à une demande qui n'identifie pas la source de l'énergie à transporter, « ...équivaldrait à permettre des transits d'électricité alors que les impacts de ces transits sont inconnus ». (p.127 et 128).

---

<sup>3</sup> Les deux conventions de service accélérées de transport ferme signées entre HQT et HQP sont déposées en liasse dans le dossier R-3715-2009 à l'annexe 1 du document HQT-1, doc. 1.

<sup>4</sup> L'article 17.2 de l'OATT est déposé en annexe de la présente.

13. HQT répondra peut-être alors qu'elle n'a pas à obtenir l'information prescrite à l'article 17.2 car elle connaît son réseau. Cette justification, ou toute autre interprétation s'en rapprochant, permettant de déroger à l'article 17.2 de l'OATT n'est nulle part mentionnée au texte de l'OATT. Permettre un tel accommodement à HQT est illégal. L'Article 17.2 est applicable à tous les clients d'HQT, sans distinction ni discrimination.

### **Conclusions recherchées**

Compte tenu de ce qui précède, NLH demande respectueusement à la Régie de:

**REJETER** la demande d'HQT dans le dossier R-3715-2009;

**ORDONNER** à HQT de modifier les conventions de service accéléré de transport ferme signées entre HQT et HQP le 31 mars 2009 pour l'utilisation des chemins HQT-MASS et HQT-NE afin que celles-ci respectent l'article 17.2 de l'OATT.

Montréal, ce 17 mai 2010

\_\_\_\_\_  
Copie conforme

(s) Fasken Martineau DuMoulin

\_\_\_\_\_  
**FASKEN MARTINEAU DuMOULIN** S.E.N.C.R.L., s.r.l.  
Procureurs de l'Intervenante NLH

## Annexe

### LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

[...]

Autorisation de la Régie.

73. Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour:

1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution;

2° étendre, modifier ou changer l'utilisation de leur réseau de transport ou de distribution;

3° cesser ou interrompre leurs opérations;

4° effectuer une restructuration de leurs activités ayant pour effet d'en soustraire une partie de l'application de la présente loi.

Demande d'autorisation.

Dans l'examen d'une demande d'autorisation, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret et, dans le cas d'une demande visée au paragraphe 1°, tient compte le cas échéant:

1° des prévisions de vente du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel et de leur obligation de distribuer;

2° des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet.

Autorisation.

L'obtention d'une autorisation en application du présent article ne dispense pas de demander une autorisation par ailleurs exigée en vertu d'une loi.

1996, c. 61, a. 73; 2000, c. 22, a. 24.

## RÈGLEMENT SUR LES CONDITIONS ET LES CAS REQUÉRANT UNE AUTORISATION DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Loi sur la Régie de l'énergie  
(L.R.Q., c. R-6.01, a. 114)

1. Une autorisation de la Régie de l'énergie est requise pour:

1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution ainsi que pour étendre, modifier ou changer l'utilisation du réseau de transport ou de distribution dans le cadre d'un projet de:

- a) transport d'électricité d'un coût de 25 000 000 \$ et plus;
- b) distribution d'électricité d'un coût de 10 000 000 \$ et plus;
- c) distribution de gaz naturel d'un coût de 1 500 000 \$ et plus lorsque les livraisons annuelles du distributeur sont de 1 milliard de mètres cubes et plus;
- d) distribution de gaz naturel d'un coût de 450 000 \$ et plus lorsque les livraisons annuelles du distributeur sont inférieures à 1 milliard de mètres cubes;

2° cesser ou interrompre les opérations du transporteur ou du distributeur pour des raisons autres que la sécurité publique ou l'exploitation normale d'un réseau;

3° effectuer une restructuration des activités du transporteur ou du distributeur ayant pour effet d'en soustraire une partie de l'application de la Loi.

Une autorisation est également requise pour les projets dont le coût est inférieur aux seuils énoncés au paragraphe 1 du premier alinéa et qui n'ont pas encore été reconnus prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité, du réseau de distribution d'électricité ou de gaz naturel en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01).

Le deuxième alinéa ne s'applique pas aux projets de rétablissement du service, ni aux travaux de raccordement demandés au distributeur ou au transporteur après la date de dépôt d'une demande d'autorisation.

D. 970-2001, a. 1 et 6.

2. Toute demande d'autorisation en vertu du premier alinéa de l'article 1, doit être accompagnée des renseignements suivants:

- 1° les objectifs visés par le projet;
- 2° la description du projet;
- 3° la justification du projet en relation avec les objectifs visés;

- 4° les coûts associés au projet;
- 5° l'étude de faisabilité économique du projet;
- 6° la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
- 7° l'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité;
- 8° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel;
- 9° le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.

D. 970-2001, a. 2.

3. Une demande d'autorisation pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution doit également être accompagnée des renseignements suivants:

- 1° selon la nature du projet, la liste des principales normes techniques qui y seront appliquées;
- 2° le cas échéant, les prévisions de vente attribuables au projet du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel;
- 3° le cas échéant, les engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières.

D. 970-2001, a. 3.

4. Une demande d'autorisation pour étendre, modifier ou changer l'utilisation du réseau de transport ou de distribution ainsi qu'une demande en vertu des paragraphes 2 ou 3 du premier alinéa de l'article 1 doivent être également accompagnées d'une analyse des impacts sur l'application de la Loi, de ses règlements et des ordonnances ou décisions de la Régie.

D. 970-2001, a. 4.

5. Une demande d'autorisation visée au deuxième alinéa de l'article 1 est faite par catégorie d'investissements et doit comporter les informations suivantes:

- 1° la description synthétique des investissements et de leurs objectifs;
- 2° les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;
- 3° la justification des investissements en relation avec les objectifs visés;
- 4° l'impact sur les tarifs;

5° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel.

D. 970-2001, a. 5.

6. (Omis).

D. 970-2001, a. 6.

## TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC

[...]

17.2 Demande complète : Une demande complète doit fournir tous les renseignements prévus aux décisions, ordonnances et règlements de la Régie, y compris, mais sans s'y limiter, ce qui suit :

(i) l'identité, l'adresse, le numéro de téléphone et le numéro de télécopieur de l'entité qui demande le service;

(ii) une déclaration selon laquelle l'entité qui demande le service est ou sera au début du service un client admissible en vertu des présentes;

(iii) la localisation du(des) point(s) de réception et du(des) point(s) de livraison et l'identité des fournisseurs et des receveurs;

(iv) la localisation de l'installation (des installations) de production fournissant la puissance et l'énergie et la localisation de la charge desservie ultimement par la puissance et l'énergie transportées. Le Transporteur traitera cette information comme étant confidentielle, sauf dans la mesure où sa divulgation est requise par les présentes, par un règlement ou par une ordonnance judiciaire, à des fins de fiabilité, conformément aux pratiques usuelles des services publics ou conformément aux ententes de partage d'information sur le transport des GTR. Le Transporteur traitera cette information conformément au Code de conduite du Transporteur;

(v) une description des caractéristiques de livraison de la puissance et de l'énergie devant être livrées;

(vi) une estimation de la puissance et de l'énergie devant être livrées au receveur;

(vii) la date du début du service et la durée du service de transport requis; et (viii) la capacité de transport requise pour chaque point de réception et chaque point de livraison sur le réseau de transport du Transporteur; les clients peuvent regrouper leurs demandes de services afin de satisfaire à l'exigence de capacité de transport minimale.

Le Transporteur traitera ces renseignements conformément au Code de conduite du Transporteur.



**Par courriel et poste**

Le 31 mai 2010

Me Véronique Dubois  
Secrétaire  
Régie de l'énergie  
800, Place Victoria, bureau 255  
Montréal, Québec  
H4Z 1A2

**Yves Fréchette**  
Avocat

Hydro-Québec -- Affaires juridiques  
4<sup>e</sup> étage  
75, boul. René-Lévesque Ouest  
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : (514) 289-2211, poste 6926  
Télec. : (514) 289-2007  
C. élec. : frechette.yves@hydro.qc.ca

**OBJET :** Demande d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport de l'électricité - Projet du Transporteur d'ajouts et modifications des équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions HQT-MASS et HQT-NE (R-3715-2009)

Notre dossier : R000336YF

---

Chère consœur,

La présente constitue la réplique d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») aux commentaires des intervenants Énergie Brookfield Marketing Inc. (« EBMI »), Newfoundland and Labrador Hydro (« NLH ») et Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») dans le dossier décrit en rubrique.

**EBMI**

Dans son envoi du 17 mai 2010, l'intervenant réservant ses droits et recours à l'égard de la décision D-2010-051, n'émet aucune observation à l'égard du dossier sous étude.

L'intervenant mentionne entre autres « ne pas être en mesure de questionner, d'analyser et de commenter valablement les différentes solutions envisagées » et « que le processus

*d'examen en vertu de l'article 73 de la Loi ne semble pas permettre de considérer l'ensemble des projets d'investissements du Transporteur ».*

L'intervenant est un participant régulier aux activités de la Régie de l'énergie (la « Régie ») et de tels propos surprennent.

La Régie a de longue date déterminé qu'une demande d'autorisation introduite en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») et du *Règlement sur les conditions requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement ») constitue un exercice d'analyse de nature technico-économique. Cette analyse porte notamment sur la justification du projet en regard de ses objectifs, de l'impact des coûts sur les tarifs et de l'impact du projet sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité, conformément aux exigences prescrites par la Loi et le Règlement.

Par ailleurs, en février 2007, suite à une période de consultation auprès des personnes intéressées, la Régie a mis en place le *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité* (le « Guide »). Ce Guide s'applique notamment aux demandes d'autorisation de projets d'investissements (Chapitre 2) et a pour objet de standardiser l'information documentaire requise afin, entre autres, d'améliorer l'efficacité de traitement des demandes du Transporteur.

Le Transporteur déplore l'affirmation de l'intéressé qui mentionne « *ne pas être en mesure de questionner, d'analyser et de commenter valablement les différentes solutions envisagées* » puisque toute l'information requise suivant la Loi, le Règlement et le Guide, disponible et pertinente a été produite au soutien du présent dossier. De plus, le Transporteur a produit ses réponses aux demandes de renseignements de la Régie et des intéressés, dont EBMI.

Avec égard, ce dossier ne comporte aucun élément inusité qui le distingue des nombreux dossiers antérieurs de même nature déposés par le Transporteur depuis son assujettissement à la réglementation de ses activités par la Régie. Le cadre réglementaire n'impose pas de fardeau supplémentaire ou particulier du fait que le client du service de transport est Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »). Ce seul élément ne fait pas de ce dossier un dossier exceptionnel. D'ailleurs, il est de commune renommée que le Producteur est un client majeur du Transporteur. Cette réalité persistera pour de nombreuses années.

Enfin, l'affirmation de l'intervenant « *que le processus d'examen en vertu de l'article 73 de la Loi ne semble pas permettre de considérer l'ensemble des projets d'investissements du Transporteur* » est contraire au cadre réglementaire qui prescrit plus particulièrement qu'une autorisation est requise dans le cadre « *d'un projet* » du Transporteur.

L'intervenant qui souhaite saisir la Régie d'enjeux ou d'éléments plus globaux dispose d'un forum précis pour ce faire, soit notamment les dossiers tarifaires du Transporteur auxquels l'intervenant participe d'ailleurs systématiquement depuis plusieurs années.

Avec respect, les griefs de l'intervenant dans sa correspondance du 17 mai 2010 ne sont pas fondés.

**NLH**

Dans sa demande d'intervention, l'intervenant s'exprime comme suit:

*« 10. NLH veut questionner les investissements requis, les solutions et les coûts du projet. »*

Or, l'intervenant conclut comme suit ses observations (page 4):

*« **REJETER** la demande d'HQT dans le dossier R-3715-2009;*

***ORDONNER** à HQT de modifier les conventions de service accéléré de transport ferme signées entre HQT et HQP le 31 mars 2009 pour l'utilisation des chemins HQT-MASS et HQT-NE afin que celles-ci respectent l'article 17.2 de l'OATT.»*

Ces conclusions s'appuient non pas sur des éléments reliés à la preuve de nature technico-économique produite par le Transporteur, tel qu'annoncé dans sa demande d'intervention, mais plutôt sur un élément très ciblé, à savoir:

*« 10. Or, l'annexe 1 des deux conventions de service accéléré de transport ferme énonce, au point 3.0 sous l'item fournisseur, la mention « Hydro-Québec Production ». Cette seule information ne permet pas de connaître, tel que l'exige spécifiquement l'OATT, la localisation de l'installation de production fournissant la puissance et l'énergie.*

*11. Ce vice fondamental a pour conséquence de rendre inapplicables les deux conventions de service et, par le fait même, d'empêcher la Régie de statuer sur la présente demande d'HQT. En effet, dans la mesure où les documents déposés par HQT au soutien de sa demande ne respectent pas les dispositions de l'OATT, NLH est d'avis que la Régie ne devrait pas accueillir la requête d'HQT, telle que déposée. » (Nos soulignés)*

Avec égards, ces conclusions et arguments sont inapplicables, ne reposent sur aucune assise juridique valable et témoignent d'une incompréhension des mécanismes prévus aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (« *Tarifs et conditions* »).

Tout d'abord, la référence de l'intervenant à l'article 17.2 des *Tarifs et conditions* est inexacte notamment en ce que l'intervenant omet de considérer que les conventions de service accéléré de transport ferme (les « conventions », produites à la pièce HQT-1, Document 1, annexe 1), constituent l'aboutissement d'une « demande complète ».

Les conventions sont conformes à l'appendice A ainsi qu'à l'article 13.4 des *Tarifs et conditions*. Ces conventions comportent d'ailleurs les mentions qui fournissent une description de la puissance et de l'énergie qui doivent être transportées par le Transporteur, y compris la zone de réglage d'électricité d'où la transaction origine (paragraphe 2.0, annexe 1 des conventions). Elles assurent également que le Transporteur soit compensé pour les investissements requis pour la desserte du service demandé, conformément aux dispositions des *Tarifs et conditions*.

Avec égards, dans le cadre de la présente audience, la Régie ne dispose pas des attributions législatives requises qui lui permettent d'ordonner au Transporteur de modifier des conventions de service surtout lorsque celles-ci sont conformes aux *Tarifs et conditions*.

Dans un dossier antérieur, l'intervenant a déjà plaidé que la Régie devait déclarer nulles des conventions de service intervenues entre le Transporteur et le Producteur « au motif que le Transporteur n'aurait pas respecté certaines dispositions des *Tarifs et conditions* avant de la conclure » (D-2009-026, page 7).

La Régie s'est prononcée comme suit à cet égard :

*« Même si NLH avait identifié des dispositions des *Tarifs et conditions* que le Transporteur aurait dû appliquer avant de conclure la Convention de service HQT-HQP, la Régie ne pourrait, dans le cadre de l'examen d'une plainte, rendre une décision annulant la Convention de service HQT-HQP.*

*La Régie n'a pas la compétence d'attribution pour annuler une convention conclue entre HQT et HQP. Cela relève de la juridiction des tribunaux civils. D'ailleurs, l'article 80 de la Loi cité par le Transporteur prévoit, dans le cas d'une convention allant à l'encontre des dispositions de cet article imposant des formalités pour l'aliénation d'une entreprise titulaire d'un droit exclusif de distribution, que toute personne peut s'adresser au tribunal pour faire prononcer la nullité d'une telle convention.* (D-2009-026, page 10, nos soulignés)

Avec égards, le Transporteur soumet que les conventions de service sont valables, conformes aux *Tarifs et conditions* et que les conclusions recherchées ainsi que les arguments de l'intervenant doivent être rejetés.

## RNCREQ

Dans un premier temps, le Transporteur désire rappeler les propos tenus par l'intervenant lors de sa demande d'intervention du 22 janvier 2010 à l'effet qu'il « [...] ne remet pas en question les solutions retenues par le Transporteur pour fournir un service garanti [...] » (page 5, paragraphe h).

### Motifs d'intervention de l'intervenant

À la page 2 de ses observations, l'intervenant mentionne que par son intervention il « veut s'assurer que le projet se réalisera, le cas échéant, dans le respect des principes de développement durable, notamment en ce qui a trait à l'équité sociale en s'assurant que les coûts du projet sont partagés équitablement entre les clients du Transporteur et à l'équité intergénérationnelle en déterminant correctement les investissements totaux ».

En ce qui concerne le partage des coûts entre les clients, le Transporteur note que la Régie a jugé utile d'indiquer dans sa décision D-2010-024 que la répartition des coûts n'est pas un enjeu dans le cadre des dossiers d'investissements. De plus, le Transporteur rappelle que le client du service de transport requis, soit le Producteur, devra rembourser le coût réel des travaux réalisés, suivant les prédispositions des Tarifs et conditions, de sorte qu'il n'y a pas lieu de traiter de partage des coûts entre les clients et d'équité intergénérationnelle dans le présent dossier.

Toujours en page 2 de ses observations, l'intervenant précise que son analyse a porté sur les deux aspects suivants :

- La détermination de tous les investissements qui devraient être considérés; et
- L'analyse de l'impact tarifaire du projet.

Avec égards, le Transporteur est d'avis que la teneur générale des observations de l'intervenant, tel que plus amplement expliqué aux sections suivantes, déborde du cadre de participation établi par la Régie dans sa décision D-2010-024 lorsqu'elle a limité les sujets à couvrir par cet intervenant.

### Détermination des investissements totaux

Aux sections 3.1 à 3.3 de ses observations, l'intervenant propose que les coûts de reconstructions futurs pour les interconnexions HQT-MASS et HQT-NE soient pris en compte dans les coûts du projet d'investissement présentement sous étude. Le Transporteur rappelle que les conventions précisent que ces reconstructions sont prévues en 2035 et 2036.

Le Transporteur soumet que cette proposition de l'intervenant est fondée sur des prémisses qui ne respectent pas le cadre réglementaire pour l'autorisation des projets d'investissements sous l'article 73 de la Loi.

À la section 3.1 de ses observations, l'intervenant mentionne que « [...] le Transporteur présente uniquement le coût des investissements correspondant aux ajouts et aux modifications décrits plus haut, même s'il admet que d'autres investissements seront nécessaires pour satisfaire la demande de service de transport ».

Même si le Transporteur devait éventuellement remettre à neuf ou reconstruire les interconnexions HQT-MASS et HQT-NE, cela ne veut pas dire que ces coûts futurs doivent faire partie du projet actuellement soumis à la Régie pour approbation. À preuve, le Transporteur n'a qu'à citer les projets distincts R-3560-2005 (projet de mise à niveau des protections du réseau régional Matapédia dans le cadre de l'intégration des éoliennes du premier appel d'offres du Distributeur) et R-3631-2007 (projet d'intégration des parcs éoliens au réseau régional Matapédia) pour constater qu'une seule demande d'un client peut très bien mener à plus d'un projet de la part du Transporteur, en fonction notamment de la séquence et la périodicité des travaux nécessaires dans le temps.

De même, dans les cas passés et futurs de demandes de raccordement de centrales par le Producteur, le Transporteur ne considère pas tous les coûts qu'il aura à assumer pour la totalité des prochaines années, pouvant être de plus de 50 ans, où il aura théoriquement à fournir le service de transport, cette période constituant la durée de vie utile théorique des centrales, d'une durée plus longue que celle des actifs du Transporteur.

Enfin, demander au Transporteur de considérer, au cas présent, des coûts hypothétiques qui auront cours théoriquement dans 25 ans semble déraisonnable et non équitable. En effet, les dossiers d'investissements sont soumis par le Transporteur à l'examen de la Régie dans le respect du cadre réglementaire en vigueur au moment du dépôt de ceux-ci. Or, nul ne peut présumer du cadre réglementaire qui sera en vigueur à des décennies du présent dossier. Au surplus, la formation de la Régie responsable de la présente demande ne peut statuer aujourd'hui de l'imputation des coûts de remise à neuf ou de reconstruction qui seront prévus à la fin de la durée de vie utile des installations faisant l'objet de la présente demande.

Par ailleurs, le Transporteur constate que d'une part, l'intervenant se questionne s'il est économiquement justifiable d'investir 120,2 M\$ dans le présent projet et que d'autre part, ce dernier propose d'amener le coût du présent projet à 845,7 M\$, ou à 1 414 M\$ suite à l'ajout par l'intervenant d'un taux d'inflation, au simple fait des démonstrations qu'il souhaite faire. Déjà dans sa demande d'intervention du 29 janvier 2010 (paragraphe f. ii), l'intéressé proposait des investissements plus importants que ceux requis pour les fins des demandes formulées par le Producteur, « [...] afin d'avoir une

*capacité additionnelle à vendre dans les années à venir [...] »*, advenant le cas où le présent projet serait approuvé.

Comme la Régie l'a mentionné dans le passé (décision D-2009-068, page 7) : « [...] c'est le *Projet du Transporteur* qu'elle examine, et non un projet alternatif que l'intéressée pourrait vouloir lui soumettre ». Le Transporteur souligne respectueusement que la Régie a le pouvoir d'autoriser ou de refuser le projet qu'il lui est soumis pour approbation. Elle ne peut demander au Transporteur d'ajouter aujourd'hui des coûts hypothétiques devant être assumés en 2035 et 2036 pour la reconstruction d'équipements. Le moment venu, le Transporteur soumettra à la Régie une demande visant à faire autoriser ces travaux et la formation alors assigner à cette demande en disposera suivant le cadre réglementaire alors en place.

Bien qu'il ne souhaite pas traiter spécifiquement des coûts des interconnexions, le Transporteur ne peut s'empêcher de commenter les observations de l'intervenant de la section 3.3.

À la page 7 de ses observations, l'intervenant tente d'établir un parallèle entre le dossier de la centrale Eastmain-1 et le présent dossier. Afin de démontrer que le coût du présent projet devrait contenir les coûts de reconstruction des interconnexions, l'intervenant cite la décision D-2004-187 où la Régie est d'avis que les coûts totaux du projet devraient refléter des équipements neufs au lieu d'équipements usagés. Or, cette référence de la Régie porte sur des actifs d'un même projet. Par sa décision, la Régie ne demande pas (contrairement à la proposition de l'intervenant au présent dossier) au Transporteur d'ajouter des actifs ou des équipements futurs dans son projet.

De l'avis du Transporteur, l'exemple qu'il a présenté plus avant concernant les projets d'investissements des dossiers R-3560-2005 et R-3631-2007 portant sur l'intégration des paires éoliens au réseau régional Matapédia du Distributeur et des décisions favorables de la Régie qui ont suivies, est probant dans ce cas.

Avec égards, le Transporteur est d'avis qu'il est justifié de rejeter le principe souhaité par l'intervenant d'ajouter aux coûts présentés par lui au présent dossier le coût de réalisation de deux interconnexions de 1 200 MW.

Le Transporteur constate à plusieurs reprises que l'intervenant démontre un intérêt marqué pour le futur. En effet, à la section 3.4 de ses observations, ce dernier y va de recommandations et de considérations portant encore une fois sur des projets futurs, qui ne font pas partie de la demande d'autorisation déposée à la Régie dans le cadre du présent dossier.

Le Transporteur note également que l'intervenant évoque l'esprit de la Loi sur le Développement durable (LDD). À cet égard, le Transporteur porte à l'attention de la Régie la décision D-2010-061 dans laquelle elle s'exprime comme suit : « la Régie n'est

*pas assujettie à la LDD lorsqu'elle étudie une demande en vertu de l'article 73 de la Loi. »*

Le Transporteur est d'avis que ces observations de l'intervenant dépassent le cadre d'analyse du présent dossier et se questionne sur leur utilité dans le présent contexte.

### **Analyse de l'impact tarifaire du projet**

#### *Analyse tarifaire*

À la section 4 de ses observations, l'intervenant traite d'analyse de l'impact tarifaire en faisant des observations sur les revenus requis, les besoins de transport et le coût des investissements incluant la reconstruction des interconnexions. Le Transporteur présente globalement ses commentaires par rapport à ces observations, sans nécessairement citer chacune d'entre elles.

En ce qui concerne l'impact tarifaire, le Transporteur soumet que sa demande est conforme à l'exigence du Règlement de présenter l'impact sur les tarifs dans la demande d'autorisation d'un projet d'investissements d'un coût de 25 M\$ et plus. L'impact tarifaire à la pièce HQT-1, Document 1, annexe 8, vise à démontrer l'effet à la marge du projet par rapport à un référentiel. Tel qu'il appert de la preuve, l'effet à la marge du projet correspond à l'impact sur les revenus requis des coûts du projet, soit l'amortissement, le financement, la taxe sur les services publics et les frais d'entretien et d'exploitation ainsi que des besoins de transport de 2 527 MW. Le référentiel est le tarif de transport approuvé par la Régie qui est en vigueur en date du dépôt du dossier.

L'estimation de l'impact tarifaire à la marge est en continuité avec les demandes antérieures pour l'autorisation des projets d'investissements qui ont été entérinées par la Régie. Comme pour les dossiers précédents, l'impact tarifaire dans le cadre de la présente demande prend en considération les coûts associés aux mises en service du projet d'investissements, en supposant tous les autres paramètres constants, pour ensuite comparer le coût unitaire résultant au tarif en vigueur.

En ce qui concerne les besoins de transport qui reflètent les conventions de service avec le client, le Transporteur les présente en conformité avec l'article 73 de la Loi et le Règlement qui stipulent notamment que la Régie tient compte, le cas échéant, des engagements contractuels des consommateurs du service. Le Transporteur rappelle que selon les conditions de service, un client peut demander un service de transport à long terme pouvant nécessiter des ajouts au réseau de transport.

Pour le coût des investissements incluant la reconstruction des interconnexions, le Transporteur réitère ses arguments présentés dans la section précédente sur la détermination des investissements totaux. Il note aussi que l'intervenant utilise dans son analyse de l'impact tarifaire des montants tirés du rapport d'étude d'impact, dont la Régie

était d'avis dans sa décision D-2010-051 qu'il n'est pas pertinent à l'examen du présent dossier d'investissement.

Par ailleurs, le Transporteur souligne que l'analyse de l'impact tarifaire dans le cadre d'un dossier d'investissements ne vise pas la fixation du tarif de transport pour une année donnée. En effet, pour l'établissement du tarif de transport dans le cadre d'une demande tarifaire, d'autres éléments que le projet d'investissements de la présente demande peuvent avoir un impact, donc il est approprié de prendre en considération l'évolution de ces autres éléments. Ceci n'est cependant pas le cas dans le présent dossier déposé en vertu de l'article 73 de la Loi.

Le Transporteur constate que dans le cadre de ses observations, l'intervenant déroge de l'approche existante pour l'estimation de l'impact tarifaire, en modifiant les besoins de transport à long terme, en ajoutant des revenus à court terme et en considérant des coûts qui pourraient faire partie d'un investissement éventuel dans 25 ans. L'intervenant n'est cependant pas en mesure de faire une preuve probante que les ajustements apportés sont applicables au projet d'investissements sous étude et au service de transport ferme à long terme requis par le client. Par conséquent, cette façon de procéder ne reflète pas uniquement les effets à la marge associés au projet d'investissements. L'intégration de variables (coûts, revenus ou besoins de transport) qui ne sont pas en lien avec le projet fait en sorte que l'analyse de l'impact tarifaire ne permet pas de présenter les résultats à la marge de façon appropriée.

En termes de résultats de l'impact tarifaire, l'intervenant effectue une démonstration hypothétique en annexe, au tableau 2 de ses observations, sur la base de concepts et d'éléments qui débordent du cadre de la présente demande, soit en utilisant la somme des coûts du présent projet, des revenus à court terme de tous les clients du Transporteur lors d'une année antérieure et des coûts d'un projet éventuel qui n'est pas sous étude. Suite à cette addition inusitée de coûts d'investissements avec des revenus et de l'ajustement aléatoire des besoins de transport, l'intervenant indique qu'il y aurait une hausse tarifaire en 2035. En effet, le calcul de l'intervenant produit des revenus requis supérieurs à 200 M\$, ce qui serait l'équivalent d'un investissement de près de 2,5 milliards de dollars. Par conséquent, le Transporteur signale que les résultats de l'intervenant contiennent des erreurs de fond, introduisent de l'inconsistance dans la méthode d'estimation de l'impact tarifaire et sont inapplicables à la présente demande, dans laquelle le coût du projet est de 120,2 M\$ seulement.

Dans ses observations, l'intervenant demande à la Régie « [...] d'exiger que le Transporteur dépose de nouveaux tableaux présentant l'impact tarifaire du projet en ajoutant une contribution du Producteur qui assure que le projet n'a pas d'impact à la hausse sur le tarif annuel. » Le Transporteur a cependant démontré dans sa preuve que le projet d'investissement faisant l'objet de la présente demande n'a pas d'effet à la hausse sur le tarif de transport. L'intervenant indique d'ailleurs dans ses observations qu'il est possible de « [...] constater que les ajouts au réseau ont un impact

*pratiquement neutre sur le tarif annuel jusqu'en 2035 », soit jusqu'à l'année au cours de laquelle l'intervenant intègre dans son analyse des coûts ne faisant pas l'objet de la présente demande.*

Ainsi, le Transporteur constate que sa preuve à l'effet que le projet de la présente demande ne génère pas d'impact tarifaire à la hausse sur le tarif de transport n'est pas contredite, étant donné que les revenus des conventions permettent de couvrir les coûts de ce projet.

Dans ses conclusions à la section 6, l'intervenant recommande à la Régie « [...] de demander au Transporteur de fournir un nouveau tableau présentant l'impact tarifaire. Celui-ci devrait prendre en considération l'effet des conventions sur les revenus de transport de court terme, une correction des besoins de transport prévus par rapport à ceux de l'année 2009, et une période d'analyse de 40 ans incluant les coûts supplémentaires à prévoir vers l'année 2035. » Ainsi, l'intervenant demande à nouveau de déroger pour le présent dossier à la méthode existante d'estimation de l'impact tarifaire, de considérer les hypothèses qu'il suggère et d'inclure des coûts supplémentaires qui ne font pas partie de la présente demande d'autorisation. Pour des raisons d'équité et de cohérence réglementaire, le Transporteur est d'avis qu'il ne serait pas approprié de traiter la présente demande de façon complètement différente des dossiers précédents, du simple fait que l'intervenant a présenté ses observations.

Avec respect, le Transporteur croit qu'en permettant à l'intervenant de traiter de l'analyse de l'impact tarifaire du projet, la Régie ne visait pas la reconsidération et la modification de la méthode d'analyse de l'impact tarifaire et des paramètres à utiliser, ni la prise en compte d'éléments autres que ceux reliés au projet d'investissements du dossier.

En plus des points précités, le Transporteur porte à l'attention de la Régie qu'il est approprié de maintenir l'approche actuelle concernant l'impact tarifaire pour ce projet d'investissements, puisque toute modification aux fins de la présente demande pourrait avoir des répercussions sur d'autres dossiers, pouvant dépasser le cadre d'examen que la Régie a circonscrit dans ses décisions pour ce dossier ainsi que le cadre réglementaire des demandes d'investissements.

#### *Analyse de neutralité tarifaire*

À la section 5 de ses observations, l'intervenant débute en référant à la neutralité tarifaire, mais se concentre par la suite sur les périodes potentielles de non-disponibilité du service de transport requis par le client.

L'intervenant présente une analyse hypothétique en faisant des présomptions sur les périodes au cours desquelles le réseau ne serait peut-être pas en mesure d'offrir le service requis. Ne disposant pas de l'information qu'il aurait souhaité avoir (pour des raisons relatives à la décision D-2010-051, tel qu'expliqué ci-dessous), l'intervenant a réalisé son

analyse en utilisant d'autres informations disponibles. Cependant, l'approche retenue ne permet pas de tirer des conclusions fondées. En effet, l'utilisation d'une courbe de données réelles de la charge locale en 2008 à partir de laquelle l'intervenant retire les besoins de transport de conventions de transport de point à point dont le service débute ultérieurement, fournit une illustration arbitraire de la situation. Ainsi, l'affirmation de l'intervenant que « [...] le réseau est en mesure de satisfaire des besoins de point à point de 2 527 MW tout le temps sauf durant quelques heures de l'année où la demande de la charge locale est la plus élevée » est injustifiée. Les besoins de la charge locale ne sont pas fixes au fil des ans et les conditions climatiques pouvant les affecter ne le sont pas non plus. Il y a aussi d'autres besoins du service de transport de point à point à long terme sur le réseau, tout comme des exigences de conception et d'exploitation, auxquels l'intervenant ne fait pas référence. Le Transporteur doit fournir un service de transport ferme et fiable autant à la charge locale qu'au service de point à point à long terme et doit conséquemment pouvoir effectuer les ajouts au réseau qui sont nécessaires.

Par ailleurs, le Transporteur souligne que la Régie a indiqué dans sa décision D-2010-051, notamment au paragraphe 22, que « [...] la durée des non-disponibilités des services de transport pour la charge locale ou le service ferme long terme n'est pas en cause. » et au paragraphe 24 que « [...] la Régie est d'avis que l'évaluation de la disponibilité du service de transport du réseau, la gestion de la congestion sur le réseau à une période antérieure à la présente demande et l'étude d'impact réalisée par le Transporteur avant le dépôt du Projet ne sont pas pertinents à l'examen du présent dossier d'investissement déposé conformément au Règlement. »

Dans ses observations, l'intervenant recommande à la Régie « [...] de demander au Transporteur de faire les démarches requises auprès du Producteur pour l'informer des restrictions à la fourniture du service de transport durant les heures critiques et du coût des ajouts qu'il doit réaliser pour lever ces restrictions. Le Producteur devra lui confirmer ses exigences concernant les services requis et accepter d'en assumer les coûts applicables. » L'intervenant cite également un extrait de la décision D-2009-071, pages 22 et 23. Dans ses conclusions à la section 6, il recommande à la Régie en conformité avec cette décision « [...] d'exiger du Transporteur que celui-ci lui fournisse les revenus supplémentaires que les ajouts lui permettent d'obtenir durant les quelques heures où il y a des contraintes pour la fourniture des services prévus aux conventions. »

Le Transporteur réitère que les conditions du service de transport ferme à long terme sont définies dans les *Tarifs et conditions*. Ainsi, les conditions de service en vigueur ne permettent pas au Transporteur de créer et offrir un service de transport partiel en fonction des exigences confirmées avec un client. La présente demande d'autorisation reflète bien le projet d'investissement nécessaire afin d'offrir le service de transport requis.

Par ailleurs, le Transporteur se permet de mentionner que l'extrait de la décision D-2009-071 cité par l'intervenant fait partie de la section sur les ajouts au réseau pour le raccordement de centrales visant à alimenter la charge locale et que le débat sur les sujets correspondants est à venir devant la Régie dans le cadre d'une demande tarifaire, de sorte que cet extrait n'est pas directement applicable au présent dossier.

Enfin, il importe de rappeler que la Régie indique dans ses décisions D-2010-024 et D-2010-051 qu'elle a circonscrit le cadre d'examen de la présente demande comme suit : « [...] la Régie invite les intervenants à lui présenter, dans le cadre de leur intervention, des préoccupations et des éléments tangibles et pertinents à la présente demande [...] »

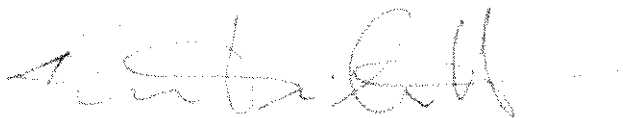
Avec respect, le Transporteur est d'avis que dans les sections 4 et 5 de ses observations et les conclusions correspondantes à la section 6, l'intervenant ne s'est pas conformé aux décisions de la Régie, n'a pas apporté des éléments tangibles, utiles et pertinents pour l'examen de ce projet d'investissements et n'a pas présenté des justifications motivées qui permettraient de rejeter la présente demande. Même si les intentions initiales de l'intervenant pouvaient sembler d'intérêt, le raisonnement utilisé dans le cadre de son analyse contient des inconsistances et des erreurs de fond, prend en compte des informations qui ne sont pas applicables à la présente demande et porte à des conclusions injustifiées et sans fondement réglementaire.

## CONCLUSION

Le dossier produit par le Transporteur est conforme à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* ainsi qu'au *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité*. Avec respect pour l'avis contraire, le Transporteur a produit auprès de la Régie toute l'information requise et pertinente à l'étude de sa demande à l'instar des informations fournies au soutien de l'ensemble des projets soumis à l'approbation de la Régie depuis 2002.

De ce qui précède et de ce qui fût produit au dossier de la Régie, le Transporteur soutient que le projet est requis afin de donner suite aux demandes d'un client du service de transport et d'assurer la fiabilité et la stabilité du réseau de transport d'électricité.

Veuillez recevoir, chère consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.



Yves Fréchette

c.c. Mes Hamelin (EBMI), Turmel (NLH) et Gariépy (RNCREQ).

that NAESB develop particular business practices regarding partial interim service as TranServ has not shown a need for such a requirement.

1176. The Commission continues to encourage transmission providers to propose other services that are consistent with or superior to the pro forma OATT that meet customers' needs and make more efficient use of the transmission system. We will not mandate that transmission providers provide any service other than the services set forth in the pro forma OATT since they may not be applicable in all circumstances. However, if transmission providers seeks to provide any modifications to the required pro forma OATT services or new services, they may submit an FPA section 205 filing to propose such modifications and the Commission will evaluate such proposals on a case by case basis.

## **2. Hourly Firm Service**

### **NOPR Proposal**

1177. In the NOPR, the Commission proposed to add point-to-point hourly firm service to the pro forma OATT. The Commission stated its belief that adding this service would eliminate a barrier to the development of markets and thereby decrease opportunities for undue discrimination. The Commission further stated that the concerns expressed in Order No. 888 regarding the unduly discriminatory effects of hourly firm service have proven unfounded. Consistent with our precedent, the Commission proposed to use the "IES Method" to price hourly firm service and apply different pricing based on whether

the service is taken during peak or off-peak hours.<sup>713</sup> The Commission explained that this pricing method would ensure that hourly firm customers pay a fair share of the costs of the transmission system.

1178. The Commission proposed allowing transmission customers to batch requests and schedules for hourly firm service that will be provided within the same calendar day. Schedules for firm hourly service, like all other firm schedules, would be due by 10:00 a.m. the day before the service is to commence. The Commission also proposed that, consistent with other durations of service, the confirmation period for hourly firm service specified in section 13.2 of the pro forma OATT would allow longer-term requests for service to preempt shorter hourly firm requests for service until one hour before the commencement of hourly firm service.

### Comments

1179. Commenters are split on whether to require hourly firm service. Varied interests express some support of the requirement, while mostly IOUs, cooperatives, and public power providers oppose the requirement. Supporters, which include several entities that currently offer hourly firm service, foresee increased use of transmission facilities and

---

<sup>713</sup> See IES Utilities, Inc., 81 FERC ¶ 61,187 at 61,833-34 (1997), reh'g denied, 82 FERC ¶ 61,089, aff'd on other grounds sub nom. Wisconsin Public Power Inc. v. FERC, No. 98-61,089, 1999 U.S. App. LEXIS 3998 (Feb. 23, 1999) (unpublished opinion) (adopting peak and off-peak pricing to hourly non-firm transmission service); see also New York State Electric & Gas Corp., 92 FERC ¶ 61,169 at 61,593-94 (2000) (approving application of the IES Method for time-differentiated hourly non-firm rate design), order on reh'g, 100 FERC ¶ 61,021 (2002).

market efficiencies. Chief among the arguments cited by those objecting to the required service is the potential adverse effect on those serving native load or taking longer term service due to increased frequency of curtailments. Other objections to the required service include reliability concerns and the unjustified curtailment priority that would be afforded to short term customers that have not financially committed to long term grid service. To the extent hourly firm service is required, commenters generally support use of the IES Method for pricing, although some commenters ask the Commission to allow pricing to vary according to regional practice. As for batching and scheduling, many parties request that the Commission clarify specific details of each of these proposals to prevent future disputes.

#### **Mandatory Hourly Firm**

1180. Various commenters state their general support of, or non-opposition to, the proposal to require hourly firm service.<sup>714</sup> Among those who support it, several state that they already supply the service themselves.<sup>715</sup> Such commenters argue that hourly firm service would decrease opportunities for undue discrimination, enhance the customer's ability to participate in the real-time energy markets, encourage trade and marketing

---

<sup>714</sup> E.g., Ameren, Arkansas Commission, Bonneville, BP Energy, Constellation, FirstEnergy, MidAmerican, MISO/PJM States, Morgan Stanley, Nevada Companies, Newmont Mining, NorthWestern, Pinnacle, PPL, CREPC, and Suez Energy NA.

<sup>715</sup> E.g., Bonneville, Pinnacle (noting Arizona Public Service Company's adoption of the service), PNM-TNMP, and WAPA (in its Desert-Southwest region)

liquidity, increase firm uses of the grid, allow greater customer choice, increase efficiencies in wholesale markets, and help maximize use of existing transmission facilities.<sup>716</sup> WAPA states that its experience indicates that the current provisions for preempting shorter-term transmission service with longer-term service, as codified in OATT section 13.2, adequately serve to discourage speculative hoarding of hourly capacity.

1181. Numerous commenters objecting to the proposed service cite the effect of curtailment on customers taking network or longer term service, especially in the service of native load.<sup>717</sup> Specifically, they argue that the inclusion of an additional short-term firm service would increase the likelihood that longer-term service would be curtailed and degrade the reliability of service to native load, since all firm service (point-to-point and network), regardless of duration, would be curtailed pro rata. Objecting commenters argue that such a result is unfair to customers that have made a long-term commitment to taking service, including expanding the system;<sup>718</sup> inconsistent with FPA section 217(b)(4), which requires the Commission to promote the availability of transmission for

---

<sup>716</sup> E.g., Arkansas Commission, BP Energy, FirstEnergy, Morgan Stanley, Pinnacle, PNM-TNMP, and PPL.

<sup>717</sup> E.g., APPA, Duke, EEI, MISO, and Southern.

<sup>718</sup> E.g., MISO and Southern.

native load service;<sup>719</sup> and inconsistent with the Commission's commitment in the NOPR to maintain existing native load protections.<sup>720</sup>

1182. Although transmission providers plan for their native load needs when calculating ATC, Imperial argues that they cannot always accurately predict these needs. Imperial states that transmission providers have been able to rely on the release of unscheduled capacity when balancing their schedules to meet fluctuating needs (such as during heat waves). In view of the decline in transmission infrastructure relative to load throughout the country, NRECA objects to the reduction in ATC that would result from dedicating transmission capacity to hourly firm service. NRECA argues that designated network resources may no longer be regarded as such because firm transmission to support them is not available on constrained transmission systems (i.e., most transmission systems). If hourly firm service is to be required, Imperial proposes also requiring transmission providers to make available all but 20 percent of non-reserved transmission as firm so that non-firm service will be available for the use of network customers and native load providers.

1183. Southern argues that the provision of hourly firm service would require the transmission provider to predict the exact hour on which expected peak conditions will occur in order to be able to post the amount of hourly firm service that will be available

---

<sup>719</sup> E.g., APPA, NRECA, and Southern.

<sup>720</sup> E.g., Southern.

for each hour of a given day. If system conditions then change, Southern continues, reliability could be placed in jeopardy, which would result in long-term service being curtailed. Southern also argues that the provision of this hourly firm service would complicate real-time operations and negatively impact reliability since, if curtailments on a specific path prove necessary, it is more difficult to curtail a large number of transactions on a very short-term notice.

1184. Many argue that the justifications provided in Order No. 888 for not requiring this service remain valid, such as the argument that the service will invite cream skimming.<sup>721</sup> MISO sees a likelihood that an “hourly priority war” would ensue on constrained interfaces between firm and non-firm requests and that resolving these conflicts would be time consuming and stretch its resources. MISO argues that an hourly firm product would degrade the value of non-firm service and that the introduction of this new, logistically challenging service, further compounds the task of rooting out undue discrimination. MISO argues that the proposed mandatory introduction of this service will have serious adverse implications for many functioning RTOs. MISO contends that hourly firm service should remain strictly optional for RTOs arguing that weighing the pros and cons of this new service can best be addressed within each RTO’s stakeholder process.

1185. TVA argues that hourly firm reservations would likely end up being bumped by requests for longer service (such as daily firm), consuming valuable transmission

---

<sup>721</sup> E.g., LDWP, MISO, Southern, TAPS, TDU Systems.

provider staff time and resources on administrative tasks with no real benefit and potentially significant costs. Similarly, Southern argues that hourly firm service would likely result in the transmission provider receiving less revenues (because fewer customers would take daily firm service) while incurring higher costs (due to implementation complexities), the net effect of which would raise OATT charges.

1186. Among commenters offering qualified support for mandatory hourly firm service,<sup>722</sup> ELCON and FirstEnergy ask the Commission to monitor the use of this service and to reconsider its continued need if it impairs the quality or availability of long-term firm services. Powerex argues that hourly firm point-to-point service could increase opportunities for undue discrimination unless the conditions under which the non-firm transmission service can be interrupted are clarified. South Carolina E&G argues that the Commission should give the service a lower curtailment priority than any longer term firm service (citing as support the lower reservation priority for short term firm service in section 13.2(iii)) and adopt the proposal to require that hourly firm service be scheduled the day before service is to commence.

1187. Duke explains that the current 10:00 a.m. deadline for firm schedules need not be enforced in the absence of hourly firm service and often is not enforced (with transmission providers acting on a comparable basis in waiving the deadline). Thus Duke identifies as a drawback to the addition of hourly firm service the likelihood that

---

<sup>722</sup> E.g., ELCON, FirstEnergy, Powerex, and South Carolina E&G.

transmission providers will enforce the 10:00 a.m. deadline and thereby reduce existing flexibility.

1188. Some commenters objecting to the new service requirement argue that, if the Commission retains this service, certain modifications should be made.<sup>723</sup> These modifications include: giving the service a lower curtailment priority, pricing it at a premium above the IES methodology, requiring that the firm hourly postings be based upon the daily firm ATC (with the additional capacity that might be available in “shoulder” hours of the day being made available only as hourly non-firm), and giving secondary network service a higher priority over hourly firm. Duke argues on reply that, if the Commission determines that hourly firm service should be required, a technical conference should be held to develop appropriate, workable tariff language in light of the implementation issues raised by commenters.

#### **Voluntary Hourly Firm Service**

1189. Various commenters ask that hourly firm service not be required and, instead, continue to be allowed on a voluntary basis by willing transmission providers.<sup>724</sup> These commenters generally argue that the service’s effect on reliability, curtailment priority, longer term service, transmission expansion, and the ability to serve native load counsels

---

<sup>723</sup> E.g., APPA, NRECA, Southern, and TAPS

<sup>724</sup> E.g., APPA, Duke, East Texas Cooperatives, EEI, Imperial, LDWP, LPPC, Northwest IOUs, NRECA, PJM, Southern, and TDU Systems.

against mandating the service. NRECA argues that hourly firm service would unduly interfere with the ability of network customers (and the transmission provider on behalf of its native load customers) to use secondary network service, which is offered only on an “as available” basis and therefore would have a lower reservation and curtailment priority than hourly firm service.

1190. NRECA notes that the Western Interconnection, where hourly firm service has proven to be a useful product, differs from the Eastern Interconnection in a number of respects, in particular, by virtue of extensive reliance on point-to-point service by LSEs to serve native load. For this reason, NRECA continues, public utility transmission providers should only be allowed to voluntarily offer hourly firm transmission service if the service is available equally to all transmission customers and the new service does not undermine the quality of, and flexibility of, the transmission provider’s existing network service (including secondary network service) and point-to-point transmission service.

NRECA also requests that the Commission clarify that the only circumstance in which hourly firm service could be offered would be if daily service were not being fully used.

1191. Northwest IOUs suggest that the Commission develop standardized point-to-point hourly firm service provisions for the voluntary provision of this service by those transmission providers that determine such service would be appropriate to offer on their systems. TDU Systems argue that the Commission should condition approval of an hourly service on requirements that a lower curtailment priority is established for hourly firm service than other firm services, including secondary network service; and, it may

only be sold in the hour preceding the start of service to ensure that hourly service would not impede the provision of service to other firm services, including secondary network service. In light of comments, Powerex abandoned its initial conditional support for the proposal to support voluntary provision of the service.

### **Alternative Proposals**

1192. PJM recommends adding a service similar to PJM's non-firm willing to pay congestion (NF-WPC) service which may serve the same purpose as, and be an alternative to, hourly firm service. NF-WPC service would be evaluated for ATC and curtailed by transmission customers if the effective price of congestion were too high. Thus, NF-WPC service will result in a reduction in all TLR curtailments. To add this service to the OATT, PJM explains, all transmission providers with control over dispatch would have to provide a transparent means for redispatch to clear congestion and maintain reliability on either side of a border.

1193. Xcel argues that it is possible that hourly firm service would not be needed if the existing OATT were clarified as it relates to priority of non-firm service. Xcel proposes that the Commission could clarify that non-firm service is not interruptible during the hour due to other non-reliability driven requests, but rather at the start of the next hour, provided sufficient scheduling notice is given. Xcel continues that this clarification would also stipulate that non-firm service (and all other types of service) may be curtailed without notice at any time for reliability reasons.

### **Pricing**

1194. Many commenters support the Commission's proposal to use the IES Method to price hourly firm service.<sup>725</sup> Several commenters suggest that the Commission allow transmission providers to define their own peak and off-peak hours under the IES methodology, with some suggesting that it should be allowed as a regional variation to account for the different peak times in regions such as the WECC.<sup>726</sup> East Texas Cooperatives asks the Commission to require that revenue from hourly firm service be applied as a credit to network service revenue requirements like other point-to-point services. PGP supports the IES Method, but recommends that the Commission be open to other approaches.

### **Reservations, Scheduling, Preemption and Right of First Refusal, Batching**

1195. Some commenters support the proposed reservation or scheduling requirements for hourly firm service.<sup>727</sup> Others commenters express concerns regarding, or object to, this aspect of the hourly firm proposal.<sup>728</sup> As discussed below, several commenters suggest modifications to different components of the proposal.

---

<sup>725</sup> E.g., Ameren, EEI, NorthWestern, PGP, and PNM-TNMP.

<sup>726</sup> E.g., Northwest IOUs, Public Power Council, and CREPC.

<sup>727</sup> E.g., Ameren, Duke, NorthWestern, PNM-TNMP, and WAPA.

<sup>728</sup> E.g., Bonneville, Southern, and TVA.

1196. Some commenters state that hourly firm should be a means of selling unused capacity in hours not purchased for longer-term transactions and, as a result, it will be important to establish a sequencing for sales that accomplishes this so that cream skimming does not occur.<sup>729</sup> Tacoma recommends that the Commission establish hourly firm service as the lowest priority in the service request queue. Tacoma also suggests that the Commission limit the purchase of hourly firm in such a way as to assure that the purchase is not an attempt to manipulate a market, such as making the service available only to LSEs, which Tacoma states would ensure that capacity is utilized to meet a real market need.

1197. SPP urges the Commission to apply the same reservation deadline to hourly firm as used for daily firm service in order to make the service easier to administer (and limit the impact on non-firm service). Bonneville also suggests that reservation timing requirements be the same as those for hourly non-firm service and, with respect to competing reservations, hourly firm service be classified as Short-Term Firm. TVA notes that although the scheduling deadline for service is 10:00 a.m. the day before service is to commence, the NOPR also states that longer-term requests may preempt shorter requests until one hour before the commencement of service. TVA sees an inconsistency in that it appears firm service can be reserved and scheduled after 10:00 a.m. on the day prior all the way up until one hour before the service is to commence. TVA argues that no service

---

<sup>729</sup> E.g., Public Power Council and Tacoma.

that could preempt the hourly service should be sold after the 10:00 a.m. day-ahead deadline, and requests that the Commission clarify this ambiguity.

1198. If the Commission requires hourly firm service, Progress Energy requests that it be offered on a day-ahead basis only, as proposed in the NOPR, to allow transmission providers sufficient time to analyze the reliability impacts of the requested hourly firm service. Nevada Companies recommend that any hourly firm service have the same scheduling deadlines as daily firm and that customers not be permitted to submit hourly firm schedules throughout the day. In Nevada Companies' view, this would enable transmission customers to schedule firm transmission only for the part of the day that it is needed while, at the same time, transmission providers would not be overwhelmed with the task of administering the reservation process.

1199. Some recommend that scheduling conform to the existing scheduling practices in each region, such as in the WECC.<sup>730</sup> For its part, MISO argues that the proposed scheduling deadline for hourly firm service is before the deadline for the submittal of the MISO daily firm service, which would require a substantial change to its Energy Markets Tariff, firm service evaluation process, and other firm and non-firm timing requirements. MISO argues that this could adversely affect the current Joint and Common Market Alignment of Business Practices initiative with PJM. Public Power Council offers Bonneville's scheduling timeline as an example in which longer blocks get priority over

---

<sup>730</sup> E.g., MidAmerican, Northwest IOUs, Public Power Council, and CREPC.

the shorter blocks within the 10:00 a.m. to 2:00 p.m. preschedule-day reservation period, and hourly firm is bought within the day at the same times as hourly non-firm transmission (i.e., up to 20 minutes prior to the delivery hour).

1200. Occidental requests that the Commission change the 10:00 a.m. day-before scheduling timeline to be as close to real-time as possible. It contends that under the pro forma OATT, merchant generators still will be relegated to making non-firm reservations and sales, because the 10:00 a.m. prior day firm service scheduling timeline would cause them to incur expensive reservations to the sales point, but not be able to have the transaction tagged with source and sink (as required under the NERC tagging procedure), before consummation of the firm hourly transaction. Occidental further contends that the change in scheduling timeline will not be problematic to the transmission providers, particularly if the transaction takes place in a single control area. Occidental also argues that the OATT benefits the transmission provider, which can favor its own or affiliated generation when balancing with other control areas and dispatching in real time.

1201. Bonneville, which has provided hourly firm service since 2002, takes issue with the fact that the Commission proposes that the service would become unconditional only one hour before the commencement of delivery. Bonneville argues that its own timeline, under which hourly firm service becomes unconditional at the close of the preschedule window for the day of delivery (currently, at 2:00 p.m. of the preschedule day or as soon as practicable thereafter), is superior and should be adopted by the Commission.

Bonneville explains that, in its experience, customers place great value on having

unconditional firm rights before they reach the real-time scheduling window and an hour leaves little or no time to make alternative arrangements if the hourly firm reservation is preempted. Finally, Bonneville foresees potential reliability effects if a customer using hourly firm transmission for operating reserves is preempted the hour before delivery, and is unable to make transmission arrangements elsewhere.

1202. Ameren argues that a later request for hourly firm service should not be able to preempt an earlier request, even if it is for a greater number of hours. According to Ameren, this will provide certainty to users of this service since they will know they will not be bumped by other customers using the service.

1203. Duke requests guidance on how long the hourly firm customer has to respond to a competing request. Since hourly firm could be preempted up to an hour before the schedule starts, Duke argues that in many cases there will not be 24 hours available and the scheduling deadline (of 10:00 a.m. of the day prior to commencement of such service) may have passed. For example, if a pre-confirmed, longer-term, competing request is received just prior to the deadline (one-hour prior to service commencing), Duke questions whether the transmission provider is required to offer the right of first refusal at all.

1204. Joined by TranServ, Duke also requests that the Commission provide guidance on how to administer the right of first refusal when, for example, three different hourly customers have confirmed reservations on a constrained interface for different hours in a day and the transmission provider then receives a pre-confirmed request for daily service

on the same path for the same day. Alternative solutions for this scenario offered by Duke include offering the shorter-term customers simultaneous or consecutive opportunities to exercise the right of first refusal, prohibiting the preemption of multiple overlapping requests, or denying shorter term customers a right of first refusal. Duke recommends NAESB develop appropriate business practice standards after the Commission's decision on this issue.

1205. With the NOPR's potential for adding more complexity with hourly firm service under similar conditions as other short-term firm services, TranServ requests that the Commission either eliminate the conditional nature of short-term firm point-to-point service under the OATT (and the reservation window would be set to not interfere with requests for daily firm service) or allow hourly firm service to be preempted without a right of first refusal.

1206. Duke requests that, whether or not the Commission requires hourly firm service, the Commission clarify how the "short-term rights of first refusal" should be implemented in section 13.2(iii) of the OATT, since there already is some lack of clarity with regard to this right for daily, weekly, and monthly service.

1207. Based on its experience, WAPA suggests that the Commission institute limits on the allowable time period in which customers may contact the transmission provider for the purpose of withdrawing an hourly firm request in order to avoid potential "gaming" issues that may arise from entities requesting transmission on a pre-scheduled basis and then asking for the request to be withdrawn during real-time. To simplify real-time

administration of hourly firm service, WAPA suggests that the Commission explicitly include in the revised pro forma OATT a statement waiving the Order No. 638 displacement rules for hourly requests during the hour before the service is to commence.

1208. Several commenters support the Commission's batching proposal.<sup>731</sup> WAPA argues that the proposed limitation on batching hourly firm requests and schedules to within the same day would alleviate the workload issues associated with evaluating individual hourly firm reservations in order to identify conflicting schedules across congested paths.

1209. MidAmerican objects to the batching proposal, arguing that transmission requests should be evaluated in queue order and schedules linked to a specific OASIS request.

MISO argues that the batching proposal may interfere with the established protocols for transmission service request processing. In MISO, for example, there is no interface for Available Share of Total Flowgate Capability, which would seem to suggest that batch processing could infringe on the various Commission-approved seams agreements.

1210. Some commenters offer modifications or request clarifications. Bonneville proposes that NAESB develop industry standards for defining and processing batched reservations and schedules. EEI argues that transmission providers who offer hourly firm service should permit their customers to batch multiple requests for service that have the same points of receipt and delivery; are for the same quantity of service, and are for the

---

<sup>731</sup> E.g., PGP, PNM-TNMP, and WAPA.

same day. Otherwise, EEI explains, batching will complicate the ability of the transmission provider to study requests for hourly service. NorthWestern explains that it cannot fully support the Commission's recommendation to allow "batching" of requests without a more clear definition of what may be batched and a determination that requests of a longer increment preempt shorter increment requests (e.g., a request for daily service preempts a request for hourly service) regardless of how many hours are batched together.

1211. TranServ states support for the ability to batch requests and schedules for multiple hours of firm service with varying capacity over the hours. However, with respect to competing requests and the right of first refusal, TranServ suggests that the preempting request must be for a fixed capacity over the term of the request to be considered a competing request. According to TranServ, this would prevent potential gaming by a customer submitting a request for one extra hour at 1 MW to gain priority over another reservation.

#### **Commission Determination**

1212. In light of the potential for market disruption and the scheduling complications that would arise from providing hourly firm service, we decline to adopt in the Final Rule the proposal to require transmission providers to offer hourly firm service. While there is some industry support for hourly firm service, we conclude that the downsides associated with requiring transmission providers to offer hourly firm service outweigh the benefits of the proposal due to the significant issues raised by commenters. Commenters

opposing mandatory hourly service raise a number of legitimate concerns with respect to the service's potential to adversely affect reliability and create additional complexity and inefficiency in scheduling and administering the right of first refusal. We do not believe that the modifications suggested by commenters supporting the service adequately resolve these concerns. Given regional differences and varying system constraints, a solution that may be appropriate for resolving scheduling, reservation or other issues resulting from hourly firm service on one transmission system may not be appropriate for another transmission system. Moreover, even the commenters supporting the proposal do not demonstrate a clear need for an hourly firm service product. The Commission therefore concludes that requiring hourly firm service is not needed to address undue discrimination, the goal of this rulemaking.

1213. To the extent they deem it appropriate, transmission providers will continue to have the option to propose offering hourly firm service in an FPA section 205 filing with the Commission. Because we are not adopting the mandatory hourly firm service proposal, we believe that the most serious concerns regarding scheduling short-term service and administering the right of first refusal are alleviated. We address scheduling and right of first refusal issues relating to existing services in section V.D.5.b.

### **3. Rollover Rights**

1214. Section 2.2 of the pro forma OATT allows existing firm transmission service customers – wholesale requirements and transmission-only customers with contracts of one year or more – the right to continue to take transmission service from the



Et à cette heure-là, j'ai regardé aussi tous les autres clients. Il n'y a jamais un débalancement. Il y a toujours une transaction de passage. Le point HQT est toujours utilisé pour lier le segment d'entrée au segment de sortie. Alors, le point HQT comme on l'a dit dans ce cas-là est utilisé comme point de réception, point de livraison simultanément, ou comme liant entre les deux segments.

Q. [46] Donc, il n'y a pas ici de livraison d'énergie ou de puissance au point HQT comme point de livraison ou comme charge ou comme « sink »?

R. Non.

Q. [47] Alors, voilà ce qui dispose de la question de Brookfield. Revenons vers la synthèse. Il nous reste deux onglets, Monsieur le Président. Référons à l'onglet 14. Vous allez à la page 11 de la synthèse, Monsieur le Président. Vous allez voir qu'il y a... et, ça, ce sont des pièces plus récentes, introduites plus récemment. Il n'y a pas véritablement d'allégations associées à ces pièces. Elles ont été introduites par des témoins avec commentaires. Alors, allons voir 14. Il s'agit de la réservation sur OTTO-HQT.

R. En fait, il s'agit d'une inscription du



Distributeur pour les fins d'alimentation de la charge locale sur OTTO-HQT, effectivement. On le voit « type : réseau », « sous-classe : QCRD ». On voit que le code client est Hydro-Québec Distribution. Le nom du chemin. Le point de livraison. Bien, comme il s'agit de l'alimentation de la charge locale, la charge est associée au point de livraison. Donc, pour HQT, oui, mais avec une charge connue.

(10 h )

Q. [48] Maintenant à la page 2 on retrouve ces inscriptions d'ATC insuffisants et d'ATC insuffisants mais acceptation forcée. Avez-vous une explication dans ce cas-ci?

R. Oui, assez simple. Il s'agit donc d'un service du premier (1er) janvier deux mille dix (2010) au premier (1er) janvier deux mille onze (2011). Alors j'ai fait sortir la liste des capacités pour la durée de l'année au complet. Et on voit que du vingt-cinq (25) octobre deux mille dix (2010) au vingt-huit (28) octobre deux mille dix (2010) le Transporteur prévoit faire des travaux et donc pendant trois jours la capacité sera à zéro.

Q. [49] Des travaux de réparation?

R. Des travaux de maintenance sur les installations.



Et la capacité sera à zéro, évidemment, durant les travaux de maintenance. Alors ce que ça fait, vous vous rappelez un système informatique, c'est bête, on lui demande soixante-dix-huit mégawatts (78 MW) pendant un an, lui il voit une période de trois jours où il y a zéro, il dit ATC insuffisants. Et c'est là où on en revient, fort heureusement, à quelqu'un qui marche et qui respire, qui regarde ça, qui se dit pourquoi ça a été refusé, et qui fait le même exercice que j'ai fait, qui le sort et qui dit « ah! il y a maintenance pendant trois jours ». On me demande un service annuel, une indisponibilité de trois jours sur un service annuel ce n'est pas une raison suffisante pour refuser ou pour dire que je n'ai pas la capacité, donc elle est acceptée. Mais le système, lui, voit qu'à un moment donné il y a quelque chose à zéro alors il dit, bien, tu n'as pas assez d'ATC pour la durée de l'année. Mais c'est un service qu'on considère offrir aux clients c'est parce qu'il va manquer trois jours dans l'année.

Q. [50] Et le dernier onglet nous amène à l'onglet 15 et à la situation impliquant Chats Falls, alors vous avez ici une autre inscription en QCRD, Monsieur Clermont, je vous laisse présenter ce

