

**DEMANDE RELATIVE À LA MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DES
SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC**

DOSSIER : R-3669-2008, Phase 2

MÉMOIRE DE

**ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.
(EBMI)**

**PRÉSENTÉ À LA
RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC**

LE 10 JUIN 2009

6. ACQUISITION DU SERVICE DE TRANSPORT : DÉLAI POUR ÉTUDES D'IMPACTS, PROLONGATION POUR COMMENCEMENT DU SERVICE ET PRIORITÉ DES RÉSERVATIONS

Dans le cadre de l'ordonnance 890 de la FERC, pour inciter les fournisseurs de transport à respecter les délais pour les études d'impacts, des pénalités sont prévues pour le non-respect systématique des délais d'étude. Pour sa part, le Transporteur à l'article 19.9 des *Tarifs et conditions* ne propose pas d'appliquer la pénalité prévue à l'ordonnance 890 puisque selon lui celle-ci n'a aucun impact sur la disponibilité des ressources qui interviennent dans la réalisation des études d'impacts. Nous estimons qu'une pénalité devrait être prévue conformément à l'ordonnance 890 de la FERC. Nous croyons qu'il doit y avoir une sanction à défaut pour le Transporteur de procéder avec diligence à la réalisation des études d'impacts.

7. AUTRES MODIFICATIONS

Il existe certaines autres modifications qui nécessitent quelques commentaires :

- EBMI est d'avis que les éléments composant les formules de calcul de la capacité de transfert décrites à l'annexe C devraient être expliqués d'avantage. En effet, les modalités d'application des composantes incluses dans les équations devraient être spécifiées afin d'éviter toute ambiguïté. Une simple définition n'est pas suffisante pour avoir une bonne compréhension des calculs.
- Acquisition du service de transport (priorité de réservation)

La Régie dans sa demande de renseignements (HQT-8, document 1, p. 15) indique ceci en préambule :

« Préambule :

La modification prévue aux Tarifs et conditions prévoit que la priorité sera accordée à la demande ou à la réservation du client admissible qui offre le prix le plus élevé, avant de tenir compte de la date et de l'heure de la demande et de la réservation. Par ailleurs, dans la description de l'impact de la modification, le Transporteur précise *qu'au Québec, la priorité possible en fonction du prix ne s'applique pas, puisque la Régie n'autorise pas le Transporteur à accorder ce rabais.* »

Ainsi, à la lumière de ce qui précède, la Régie s'interroge en ce qui a trait à la justification du texte concernant la priorité accordée à la demande ou à la réservation du client offrant le prix le plus élevé dans le contexte où la priorité en fonction du prix ne s'applique pas au Québec.

Le Transporteur répond de façon laconique :

« Il s'agit du texte approuvé par la FERC qui ne présume en aucune façon de la discrétion que pourrait exercer la Régie quant aux prix applicables aux services de transport. »

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3669-2008 / Phase 2

**RÉPONSES D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.
(« EBMI ») À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (« RÉGIE »)**

Acquisition du service de transport (priorité de réservation)

6. Référence : Pièce C-6-29, EBMI, page 11.

Préambule :

« Ainsi, à la lumière de ce qui précède, la Régie s'interroge en ce qui a trait à la justification du texte concernant la priorité accordée à la demande ou à la réservation du client offrant le prix le plus élevé dans le contexte où la priorité en fonction du prix ne s'applique pas au Québec. »

Le Transporteur répond de façon laconique :

« Il s'agit du texte approuvé par la FERC qui ne présume en aucune façon de la discrétion que pourrait exercer la Régie quant aux prix applicables aux services de transport. »

Il y aurait lieu de revoir la modification proposée dans la mesure où cela n'est pas applicable en l'espèce. » [nos soulignés]

Demande :

6.1 Veuillez préciser ce que vous entendez par « revoir la modification ».

R 6.1 : La référence au « prix le plus élevé » devrait être retirée dans la mesure où cette priorité ne s'applique pas actuellement au Québec étant donné qu'il n'y a pas de politique de rabais présentement en vigueur.

Advenant que cette priorité devienne applicable dans le futur, alors la modification proposée par le Transporteur deviendra justifiée mais devra être resoumise à la Régie pour approbation.

Normalisation des règles et pratiques d'affaires (affichage sur OASIS)

7. Référence : Pièce C-6-29, EBMI, page 11.

Préambule :

« Dans la même série de questions, la Régie demande au Transporteur de fournir un tableau des priorités d'utilisation des interconnexions. À la lumière de ce tableau et de l'article 4 des Tarifs et conditions, nous estimons qu'une modification devrait être apportée à l'article 4 pour que devienne disponible sur OASIS la capacité de transfert disponible pour des points de transfert à partir d'un point interne au Québec. »

Demande :

7.1 Veuillez identifier les points de transfert pour lesquels la capacité de transfert devrait être disponible sur OASIS. Veuillez justifier votre réponse.

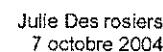
R 7.1 : Il existe actuellement une section nommée « Chemins internes » sur le site OASIS d'Hydro-Québec (<http://www.transenergie.com/htbin/fr/ppct.pl>). Un schéma intitulé « Points de lecture de la capacité du réseau de transport », daté du 7 octobre 2004 montre les différents liens entre l'ensemble, ou du moins la grande majorité, des postes à haute tension du réseau hydro-québécois (voir http://www.transenergie.com/oasis/info/ilot/ttc_internes_fr.pdf). Ces chemins internes sont identifiés par des chiffres. Ainsi, les points de transferts internes qui devraient être disponibles sur le site OASIS d'Hydro-Québec pourraient être chacun des chemins internes identifiés par des chiffres sur le schéma. Pour chaque point de transfert, le TTC et l'ATC devraient être rendus disponibles.

Le TTC est en fonction de la capacité physique de la ligne. L'ATC quant à lui dépend entre autres des indisponibilités physiques périodiques ainsi que de la capacité restante après la désignation des ressources désignées d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution pour l'alimentation de la charge locale. Pour ce qui est de la désignation de ces ressources, on sait que TransÉnergie mentionne à la section 38.1 de son tarif OATT que « *Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur (...)* ». De plus, selon les modifications proposées au tarif toute nouvelle désignation de ressources (ou suppression de ressources) devront être faites par l'entremise du site OASIS. Or, à notre connaissance, la liste actuelle des ressources désignées par Hydro-Québec pour l'alimentation de la charge locale, incluant les ressources en date du 1^{er} janvier 2001, ne se trouve pas sur le site OASIS d'Hydro-Québec.

Ainsi, en identifiant les capacités de transfert associées aux ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale pour chacun des points de transfert, il sera possible de calculer et d'afficher l'ATC restant. Cette information est déjà connue du Transporteur. En effet, selon son tarif, à la section 39.1, « Le Distributeur doit désigner annuellement les différentes charges constituant sa charge locale pour lesquelles le Transporteur fournira le service de transport. Le Distributeur fournira annuellement au Transporteur, à la date convenue entre les parties, une description annuelle de la charge à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le Distributeur des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que les charges à alimenter à partir de chaque poste du Transporteur au même niveau de tension du transport. » (nos soulignés)

Enfin, on peut constater qu'Hydro-Québec rend déjà disponible sur son site OASIS une certaine quantité de données horaires quant aux transits mesurés et prévus sur certains chemins internes. Cependant, les données ne sont pas

Points de lecture de la capacité du réseau de transport



QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-3669-2008
Phase 2

HYDRO-QUÉBEC, when carrying on
electric transmission activities

and

Intervenors

EXPERT REPORT

OF

CRAIG R. ROACH, Ph.D.

ON BEHALF OF

ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.

SEPTEMBER 28, 2010

BOSTON PACIFIC COMPANY, INC.

TABLE OF CONTENTS

I. QUALIFICATIONS.....	1
II. THE HARMONIZATION OF ATC ISSUE	3
A. Purpose, Background, and Summary.....	3
1. Purpose and Background.....	3
2. Summary	6
B. Evidence.....	13
1. What is the purpose of harmonization?	13
2. What is the right level of ATC after harmonization?.....	17
3. What is the right allocation of the ATC?.....	19
a) Rollover rights under Section 2.2.....	20
b) Curtailment under Section 13.6.....	30
c) An alternative approach to allocation of ATC	33
4. Potential commercial and anticompetitive harm.....	35
5. A case precedent from the British Columbia Utilities Commission	37
III. THE TRANSMISSION PLANNING PROCESS ISSUE	42
A. Purpose, Background, and Summary.....	42
1. Purpose and Background.....	42
2. Summary	43
B. Evidence.....	46
1. Reciprocity and Attachment K.....	46
2. The FERC's Motivations for Attachment K	48
3. Substantial conformance with or superiority to the <i>pro forma</i>	51
4. Attachment K as protection against undue discrimination.....	57
ATTACHMENT ONE.....	60

I. QUALIFICATIONS

1. My name is Craig R. Roach. I am the President of Boston Pacific Company, Inc. (Boston Pacific). My business address is 1100 New York Avenue NW, Suite 490 East, Washington, DC 20005.
2. I have thirty-five years of experience with investments in, litigation concerning, and policies for the electricity business and other energy businesses. Today, much of my work involves advising regulatory commissions and others on major electricity industry policies, procurements, and investments.
3. I have extensive experience as an expert witness in the electricity business. I have testified or submitted comments before the Federal Energy Regulatory Commission on more than 30 occasions and before 24 State Commissions (some on multiple occasions). I have testified before three Canadian Provincial Boards, including the Régie de l'énergie. I also have testified in arbitrations, in State Courts, in Federal Court, before a City Council, and before a U.S. Congressional Sub-Committee. I have attached a list of my testimony and other publications in Attachment One.
4. I earned my Ph.D. in Economics from the University of Wisconsin. I earned my B.S. in Economics, *cum laude*, from John Carroll University. I now serve

on the Advisory Board to the University of Wisconsin's Department of
Economics.

II. THE HARMONIZATION OF ATC ISSUE

A. Purpose, Background, and Summary

1. Purpose and Background

5. The purpose of Section II of my Report is to respond to Hydro-Québec TransÉnergie's (HQT's) proposed changes to its methodology for calculating Available Transfer Capability or ATC on its interconnections with neighboring systems. These proposed changes are reflected in the new Attachment C-1 which is part of HQT's proposed modifications to its Open Access Transmission Tariff or OATT.¹ Mr. Philip Q. Hanser is HQT's expert witness on this topic.
6. My focus in this section is on Attachment C-1 by which HQT proposes to take account of conditions in neighboring transmission systems when calculating ATC for interconnections with those systems. It is my understanding that, for the Québec-New England Intertie, HQT has not previously taken account of such conditions in neighboring systems when calculating ATCs for interconnections.² Specifically, in its Attachment C-1 HQT states:

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

¹ Proposed Hydro-Québec Open Access Transmission Tariff, HQT-4-01R.

² HQT, *Interconnection HQT-NE-HQT*, June 11, 2008 at Section 2.3 <http://www.transenergie.com/oasis/hqt/en/schemas.htmlx>.

conditions and limits) that affect the transfer capability of neighboring systems may be factored into the Transmission Provider TTC calculations.³

7. Mr. Hanser reviewed this language and approved of it. He stated:

I have reviewed TransÉnergie's Methodology for the calculations of ATC for interfaces with neighboring systems and I conclude that TransÉnergie has put into place a procedure to ensure that its ATC calculations are consistent with neighbouring systems' ratings.⁴

8. To justify its new Attachment C-1, HQT seems to rely on what I will refer to as the "890 Orders" issued by the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC).⁵ More precisely, HQT takes the position that the 890 Orders require that the calculation of ATC must take into account, when applicable, transmission constraints in neighboring areas.⁶ HQT refers to this as a requirement for "harmonization", a term of art which requires more explanation.

³ Proposed Hydro-Québec Open Access Transmission Tariff, HQT-4-01R at Original Sheet No. 202.

⁴ *Expert Report of Philip Q. Hanser, On behalf of Hydro-Québec TransÉnergie*, R-3669-2008 Phase 2, June 2010 ("Hanser") at ¶5.

⁵ Hanser at ¶5. The 890 Orders are as follows: *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Order No. 890)*, FERC Docket Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, February 16, 2007; *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Order No. 890-A)*, FERC Docket Nos. RM05-17-001 and 002, RM05-25-001 and 002, December 28, 2007; *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Order No. 890-B)*, FERC Docket Nos. RM05-17-003 and RM05-25-003, June 23, 2008; *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Order No. 890-C)*, FERC Docket Nos. RM05-17-004 and RM05-25-004, March 19, 2009; *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service (Order No. 890-D)*, FERC Docket Nos. RM05-17-005 and RM05-25-005, November 19, 2009.

⁶ Hanser at ¶5.

9. In essence, HQT states that harmonization requires that it sets the ATC for firm service on an intertie to the “lowest common denominator.” – in effect, the lowest ATC set on either side of an intertie.⁷ For example, on the Hydro Québec – New England Intertie, HQT claims harmonization requires that the ATC for firm service be lowered from a nominal 2,000 MW to 1,200 MW.⁸ Further, and equally important, HQT chose an allocation methodology that results in all of the remaining 1,200 MW of ATC on this Intertie being allocated to its affiliate who buys and sells power in U.S. wholesale markets.
10. To illustrate the impact of HQT’s proposed approach to harmonization, note that my client, Énergie Brookfield Marketing Inc., (EBMI) holds Transmission Service Agreements with HQT for 306 MW of Long-Term Firm Point-to-Point Transmission service on the Canadian segment of the Québec-New England Intertie termed Phase I/II HVDC-TF or, herein, the Intertie. In addition to the HQT service, EBMI also has secured commensurate firm transmission service on the U.S. segment of the Phase I/II HVDC-TF for 282 MW.⁹ EBMI uses these transmission service agreements in combination to reliably enter into and fulfill power sales contracts that it secures with electricity buyers in New England and elsewhere in the Northeast United

⁷ Ibid., at ¶ 17-18.

⁸ *Complaint against Hydro-Québec in respect of its electricity transmission activities and application for a safeguard order to protect the rights of the plaintiff, Énergie Brookfield Marketing Inc.*, March 14, 2010 (“*March 14 Complaint*”) at Exhibit EBMI-15 in March 14, 2010 Complaint.

⁹ *March 14 Complaint* at page 11 and Exhibit EBMI-20 in March 14, 2010 Complaint.

States.¹⁰ The Service Agreements with HQT were made under HQT's Open Access Transmission Tariff (Tariff) and were all entered into prior to HQT's attempted harmonization.

11. HQT informed EBMI in early 2010 that it will not honor the rollover rights in these service agreements¹¹ – that is, HQT has refused to renew these service agreements as required under its existing Tariff. The basis for HQT's refusal is the reduction in ATC resulting from HQT's chosen approach to harmonization. EBMI filed complaints against HQT before the Régie de l'énergie (Régie) on March 14, 2010 (P-130-001) and on June 8, 2010 (P-130-003).¹² I submitted an Expert Report in those Complaint proceedings and testified at the trial.¹³

2. Summary

12. A crucial threshold issue is whether HQT must gain the Régie's prior approval to define and to implement its harmonization proposal. HQT's actions are contradictory in this regard. On the one hand, HQT has already implemented harmonization in the specific instances in which it denied EBMI's contractual right to renew its transmission service agreements. On

¹⁰ *March 14 Complaint* at page 11.

¹¹ *Ibid.*, at page 7.

¹² *Complaints against Hydro-Québec in respect of its electricity transmission activities and application for a safeguard order to protect the rights of the plaintiff, Énergie Brookfield Marketing Inc.*, March 14, 2010 and June 8, 2010, ("*March 14 Complaint*" and "*June 8 Complaint*").

¹³ *Expert Report of Craig R. Roach, Ph.D., on Behalf of Énergie Brookfield Marketing Inc.*, P-130-001 and P-130-003, July 30, 2010.

the other hand, HQT has come to this Rate Case proceeding asking for the Régie's approval for its modified OATT including the newly proposed Attachment C-1.

13. My view is that with respect to the Québec-New England Intertie, HQT should have gained Régie approval to define and to implement its proposed harmonization. I say this because harmonization is such a substantial change to HQT's OATT and because it could do such substantial harm to competitors of HQ and its affiliates. HQT's decision to implement its proposed harmonization is not appropriate. Indeed, rather than furthering the goals of the 890 Orders, HQT's implementation would seem to go against those goals. That is, HQT's failure to fully explain and justify its harmonization proposal would be more likely to raise concerns about undue discrimination than to mitigate such concerns.

14. To justify the proposed harmonization, HQT should have created a full record in this Rate Case which (a) states the purpose of harmonization and demonstrates that this purpose is served by HQT's chosen approach, (b) justifies the level of ATC required by harmonization, (c) justifies the allocation of the remaining ATC, and (d) demonstrates HQT's allocation is consistent with all the other rights and obligations under the Tariff – Sections 2.2 and 13.6 in particular.

15. As to the purpose for a harmonization proposal, I agree that FERC's 890 Orders require that the ATCs on two sides of an interconnection must be consistent – although FERC made it clear that it did not mean identical.¹⁴ So I agree that, at some point, there is a need for something like a harmonization plan. However, the “consistency” should serve some purpose. For example, HQT has not shown its proposed reduction in ATC on the Québec-New England Intertie is necessary to address a reliability concern or to reduce congestion or to alleviate undue discrimination. Put simply, HQT has proposed a “solution”, but has not stated the problem it intends to solve.

16. HQT's action does not appear to have been coordinated with its neighbors on the New England side of the Intertie. HQT decided to cut ATC to 1,200 MW on the Canadian side of the Intertie. In sharp contrast, an ISO New England document dated August 30, 2010, stated:

The Phase I/II HVDC-TF is a controllable DC inter-Control Area tie line. Therefore it is not necessary to coordinate the Phase I/II HVDC-TF ATC values with the Hydro-Québec Control Area.¹⁵

17. As to the level of ATC, also relevant is the fact that there has been debate in the past on what the New England side limit for firm transmission service should be. For example, a 2007 briefing by ISO New England suggested that the transfer limit along this Intertie should be 1,400 MW for purposes of ISO

¹⁴ Order No. 890-C at ¶9.

¹⁵ ISO New England Inc. *Transmission, Markets and Services Tariff, Schedule 20A Point-to-Point Service over the Phase I/II HVDC Transmission Facilities (Phase I/II HVDC-TF Service) (“Schedule 20A”)* at page 44.

New England's capacity requirements.¹⁶ At a minimum, HQT should provide a full, quantitative account of the experience with schedules and power flows on the Intertie to support the level it chooses for ATC. Further, since a firm ATC greater than 1,200 MW could be beneficial to both Québec and New England, HQT should explore with its neighbors the chances of an agreement on a higher level of ATC.

18. As to allocation of ATC, HQT has failed to justify the specifics of its proposal. To provide such a justification for the specifics, HQT would have to provide its analysis of alternative methods of allocation. Further, HQT would have to evaluate the alternatives based on principles such as economic efficiency, fairness, and consistency with other contractual requirements in its OATT. HQT has simply failed to provide the Régie with the necessary record. It has neither identified alternatives nor evaluated alternatives based on a reasonable set of principles.

19. It would not be sufficient for the Régie to approve amendments like C-1; the Régie also should assess the impact of those amendments on transmission customers and determine how to approach any ATC reduction. As to the right approach to the allocation of any ATC reduction, I discuss two alternatives. The first is that the Régie certainly could rule that a *pro rata* allocation is

¹⁶ *Hydro-Québec Phase II Interconnection Total Transfer Capability Assumption for Determining New England Installed Capacity Requirements for 2010/11*, ("2007 ISO-NE Briefing") Peter Wong, ISO New England Power Supply Planning Committee Meeting, April 19, 2007, page 8.

required to be consistent with sections 2.2 and 13.6 of the HQT OATT. The appeal of this method comes from the fact that it is consistent with important rights elsewhere in the HQT OATT; note, too, that these rights are supported by substantial FERC precedents which require *pro rata* allocation when ATC is no longer sufficient to serve all existing firm transmission customers.

20. FERC precedents also show a close tie between rollover rights and the requirement for *pro rata* allocation. The link is that, under its Tariff, HQT cannot deny a request for a rollover under Section 2.2 because of a reduction in ATC. That is, if, as HQT claims, after harmonization there is no longer sufficient ATC to serve all existing firm transmission customers on the Intertie, HQT's options are to either curtail all existing customers or to build more transmission capability. And, if curtailment is the chosen option, Section 13.6 of the Tariff dictates that the curtailment must be done on a *pro rata* basis.

21. In the Complaint Case HQT has refused to grant rollover rights and a *pro rata* allocation since it equates a rollover request from an *existing* customer like EBMI to a request for transmission service from a *new* customer.¹⁷ The FERC has addressed this issue on many occasions and has consistently ruled that a rollover request is not the same as a new request. FERC's purpose in providing rollover rights in its *pro forma* Tariff is to give equal treatment to

¹⁷ March 14 Complaint at page 10.

all existing long-term firm transmission customers by giving them priority over new customers. That is, to prevent undue discrimination, once a customer has been granted such firm transmission service, it is put on an equal footing with all other existing long-term firm transmission customers – including most notably the transmission provider's affiliates.

22. However, there are options other than pro rata allocation that the Régie could consider in this Rate Case. For example, the second alternative I discuss starts with HQT's argument that the only way to harmonize is for HQT to set the level of firm ATC on the Canadian segment of the Intertie equal in total to that on the New England segment of the Intertie – HQT says this is 1,200 MW. Consistent with this, it seems obvious that the allocation of the total firm ATC on the Canadian segment should also match that on the New England segment; put simply, for example, EBMI has secured 282 MW of firm transmission service on the New England segment so it should be allocated 282 MW on the Canadian segment. This is fair in the sense that the remaining ATC goes to the transmission customers who have gone to the expense of buying firm transmission on both segments. And it is economically efficient because it would mean that customers have firm transmission on the full trip to New England rather than having an ineffective mix of firm and non-firm service. To draw an analogy, having a non-firm segment would be like flying standby on one leg of a flight – the standby leg would undermine the value of the full-fare leg.

23. The bottom line is that the Régie should reject HQT's approach to harmonization and determine an approach which is non-discriminatory, economically efficient, fair, and consistent with other provisions of the Tariff. Specifically, I submit that Régie should reject HQT's harmonization plan if it leads to an approach to allocation that (a) violates Section 2.2 of the Tariff by wrongfully denying EBMI's rollover request and (b) violates Section 13.6 of the Tariff by failing to propose *pro rata* curtailment for all long-term firm customers to accommodate any reduction in ATC.

24. It is important to see that these concerns about determining the right level and allocation of ATC are not motivated by abstract OATT concepts, but, rather, they are motivated by the fact that HQT's actions can cause commercial and anticompetitive harm to existing firm transmission customers. The commercial harm comes because these customers have or will secure contracts to deliver electric energy and other products to customers in the Northeast U.S. and there are penalties and possible defaults if it does not live up to those contracts. The anticompetitive harm comes because HQT's affiliate and the transmission customers are competitors in selling renewable power from Canada into the U.S.; if only for transparency and undue discrimination concerns, it cannot appear that HQT can simply push aside a competitor and harm its reputation.

25. Finally, HQT makes a change to Section 2.2 which is not required by the 890 Orders. HQT strikes the word "new" before "Eligible Customer". The Régie should require HQT to explain its intent with and the impact of this change.

B. Evidence

1. What is the purpose of harmonization?

26. As already explained in the Summary above, I find that HQT did not give the Régie the full record it needs to approve the Tariff changes and the harmonization plan HQT proposes. HQT failed to provide the necessary, full record because it failed to address the right issues. The four issues are: (a) What is the purpose of harmonization and how does HQT's chosen approach serve that purpose? (b) What is the right level of ATC required by harmonization? (c) What is the right allocation of the ATC which remains after harmonization? and (d) Is HQT's chosen approach to allocation consistent with the other rights and obligations under the Tariff?

27. As to the purpose of harmonization, I agree that the FERC 890 Orders require "consistent" ATCs on the two sides of an interconnection. One central theme in the FERC 890 orders is the required exchange of information among transmission providers to achieve accurate ATC calculations. For example, in Order No. 890-A, FERC affirmed that data must be exchanged between neighboring transmission systems and that the ATC values calculated should be consistent across systems. FERC states that, in order to calculate accurate

ATC values, conditions on adjacent transmission systems must be accounted for. FERC stated the following:

[W]e clarify that adjacent transmission providers must coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC values on either side of a single interface. This is applicable to any neighboring transmission providers no matter whether they use the same or different ATC methodologies.¹⁸

28. On June 23, 2008, FERC issued Order 890-B to provide further clarification in response to intervenor comments. One of the issues that FERC discusses in detail is “consistency and transparency of ATC Calculations.” First, FERC reemphasizes its statements provided in Order 890-A, and even seems to go a step further by defining “*consistent* ATC values” as being “*identical* ATC values.”

The Commission affirms the clarification provided in Order No. 890-A that adjacent transmission providers must coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC values on either side of a single interface. We disagree with petitioners arguing that “consistent” ATC values should not be interpreted as identical.¹⁹

29. However, there was substantial push back by intervenors on the use of the word identical and in response to intervenors’ assertions that having identical ATC values on either side of a single interface is “not reasonably achievable”, FERC went on to say:

¹⁸ Order No. 890-A at ¶52.

¹⁹ Order No. 890-B at ¶15.

We recognize that factors such as timing of reservation requests, acceptances, and confirmations, and multiple interfaces between and among transmission providers, can make it difficult to achieve coincidental, identical postings of ATC values on both sides of an interface. However, as the Commission explained in Order No. 890, if all of the ATC components and certain data inputs and assumptions are consistent, the ATC calculation methodologies being finalized by NERC through the reliability standards development process should produce predictable and sufficiently accurate, consistent, equivalent, and replicable results. We therefore disagree that the directive to coordinate and exchange data and assumptions to achieve consistent ATC values on either side of an interface was newly imposed in Order No. 890-A. The Commission simply clarified that the requirement stated in Order No. 890 applies equally to calculations of ATC on either side of an interface.²⁰

The language which is repeated here suggests that the results of any ATC calculation should, on either side of a seam, be "accurate, consistent, equivalent, and replicable."

30. In Order 890-C FERC further clarified the statement that it made in 890-B:

The requirement, then, is not to achieve identical postings of ATC values on either side of an interface, as NorthWestern contends. The requirement is, instead, to achieve consistency in such values through the development of ATC calculation methodologies that produce sufficiently accurate, consistent, equivalent, and replicable results. In some instances, it may be possible for transmission providers under these methodologies to achieve identical ATC values on either side of an interface. In others, such as when there are differences in reservation status or when there are multiple interfaces between the transmission providers, it may not be possible or even practical to achieve identical values.²¹

31. I take special note that FERC is saying that the path to achieving the consistency that it wants requires substantial information exchange by the

²⁰ Ibid.

²¹ Order No. 890-C at ¶9.

neighboring transmission systems. If such an information exchange took place, then HQT should make it part of the record. However, we cannot find any evidence filed by HQT in this proceeding that such an exchange took place or that "consistency" was discussed in any depth. Take for example the major Québec-New England Intertie. HQT has determined that, to be "consistent", it must set the ATC on the Canadian side of this Intertie equal to the ATC on the American side. HQT has not achieved a formal agreement on this with the ISO New England. As already quoted in the Summary, an ISO New England document dated August 30, 2010 stated that there was no need to coordinate ATCs on the Québec-New England Intertie. Specifically, the document said:

Coordinating ATC Calculations

The Phase I/II HVDC-TF is a controllable DC inter-Control Area tie line. Therefore it is not necessary to coordinate the Phase I/II HVDC-TF ATC values with the Hydro-Québec Control Area.²²

32. All I have is this quote and I do not want to read too much into a single sentence. One interpretation is that ISO New England sees no need for harmonization on this Intertie because there has been an inconsistency in ATCs on the two segments of the Intertie for many years. Further, ISO New England points to the fact that this is a "controllable DC" line, indicating the direct current (DC) flow would have to be deliberately converted to

²² Schedule 20A at page 44.

alternating current (AC) to impact the broader ISO New England AC system.

Perhaps this is a call to keep things as they are.

33. This leads me to ask a common sense question – what is the purpose of the consistency HQT wants to achieve and how does HQT's approach to harmonization serve that purpose? HQT has not defined a reliability or congestion or discrimination problem. In sum, HQT fails to state the problem its harmonization solution is intended to solve.

2. What is the right level of ATC after harmonization?

34. As to the level of ATC, it seems that HQT believes the reduction in firm ATC on one or more Interties is necessary to comply with new rules from the U.S. FERC as stated in its 890 Orders. HQT reads the relevant sections to require that transmission constraints in neighboring areas must be taken into account when determining the firm ATC on the Intertie. I agree that, at some point, the level of firm transmission service on the Canadian and U.S. segments of the Intertie should be made consistent (not necessarily identical) as required by the 890 Orders. However, HQT must establish a full record to support a particular level of ATC.
35. For example, the amount of firm transmission service that is made available on the New England segment of the Intertie is limited to 1,200 MW, 800 MW

below the full capability of the line.²³ As explained in filings to FERC, the reason for this limit is that the Intertie can become the largest contingency in the NYISO, PJM, and/or New England regions if it exceeds a firm ATC of 1,200 MW.²⁴

36. Before HQT can implement any harmonization it should create a record which supports the extent of any reduction it proposes in firm transmission service on any intertie. As a start, HQT should provide an hourly record of the historical operating experience on the intertie. For example, with the Québec – New England Intertie, how much firm transmission service has been sold on both the Canadian and U.S. segments of the Intertie, and to whom? How often has this service been curtailed and for what reasons?

37. Further, HQT should explain why it seems that ISO New England, as documented earlier, does not believe the ATC, on the Canadian and the U.S. section of the Intertie must be “coordinated”.

38. HQT should also take account of the fact that there seems to be some differences of opinion on the right level of firm ATC on the New England segment of the Intertie. In 2007, for example, a case was made by ISO New

²³ *ISO New England Calculation of TTC for External Interfaces and ATC for PTF Interfaces, Version 3.1*, March 27, 2009 (“ISO-NE Calculation”).

²⁴ *Ibid.*, at page 15 and *Procedure to Protect for the Loss of Phase II Imports*, FERC Docket No. ER07-231-000, November 16, 2006 at page 4.

England that the transfer limit should be 1,400 MW for purposes of its capacity requirements. ISO New England stated:

ISO New England proposes a Hydro-Quebec Phase II Transmission Facility Transfer Capability of 1,400 MW for use in all studies relating to the development of the Installed Capacity Requirements for the 2010/2011 Power Year.²⁵

This is not to suggest that this one document is enough to support a 1,400 MW firm ATC, but, rather, that the record has to be developed before the Régie can be asked to make its decision. Since a higher firm ATC is in everyone's interest, suppliers and consumers alike, this is a record worth having.

39. HQT's expert on its proposed ATC calculation methodology, Mr. Hanser, does not address these implementation issues. He only addresses at a general level the concept of the new Attachment C-1. Again, I will offer the opinion that it is not sufficient for the Régie to approve amendments like C-1; the Régie should also assess the impact of those amendments on transmission customers and determine how to address ATC reduction.

3. What is the right allocation of the ATC?

40. I turn now to the third and fourth of the four questions HQT has failed to address. The third question is what is the right allocation of the ATC which

²⁵ 2007 ISO-NE Briefing at page 8.

remains after harmonization? The fourth (and closely related) question is what approach to allocation is consistent with the other terms of the Tariff? These two questions need to be answered simultaneously. To that end, consideration of Section 2.2 (which covers rollover rights) and Section 13.6 (which prescribes an approach to curtailment) are key to a choice of allocation methods. Finally, I illustrate the potential for innovative allocations of ATC in a final section under this heading.

a) Rollover rights under Section 2.2

41. HQT's mistaken interpretation of rollover rights under section 2.2 of its OATT, as explained above, is one important reason the Régie should reject HQT's approach to allocating ATC after harmonization. For that reason, this section goes into considerable detail on the FERC's rulings on rollover rights, in general and in cases of a reduced ATC, in particular.
42. Again, as background, note that EBMI has four executed Long-Term Firm Point-to-Point Transmission Service Agreements with HQT on Phase I/II HVDC-TF. EBMI and HQT executed two agreements for a net total of 106 MW on the MATI/HQT/NE path with service that started on April 1, 2007, and executed two additional agreements for a net 200 MW on the ON/HQT/NE path with service to start June 1, 2009.²⁶ Importantly, all of

²⁶ *March 14 Complaint* at pages 1 to 5 and *March 14 Complaint Exhibits* 1, 2, 6, and 7.

these transmission agreements were completed pursuant to the terms and conditions of the HQT Tariff in force at the time of execution.

43. EBMI has renewal rights under its service agreements pursuant to Section 2.2 in both the current and proposed OATT. As stated in the proposed Tariff at Section 2.2 in part:

Existing firm transmission service customers with a contract term of five years or more have the right to continue to use the Transmission Provider's Transmission Service when their contract expires, rolls over or is renewed..... This transmission reservation priority for existing firm service customers is an ongoing right that may be exercised at the end of all firm contracts of five years or longer.²⁷

By denying EBMI's rollover request, HQT has simply refused to comply with the terms of the Service Agreements and its Tariff. Note that HQT's Section 2.2 is modeled after FERC's standard OATT. The proposed change to Section 2.2 concerning the term of the contract (one year to five years) does not change the nature of the rollover right.

44. In its response to the Complaint, HQT makes several assertions in rebuttal to EBMI which attempt to diminish the rollover rights in its Tariff and, thereby, to justify its denial of EBMI's rollover request. First, in response to EBMI's point that Section 2.2 means it has a "right" to rollover, HQT responded by saying "the OATT makes no mention whatsoever of acquired rights

²⁷ Proposed Hydro-Québec Open Access Transmission Tariff, HQT-4-01R at Section 2.2.

attributable to EBMI.”²⁸ Second, HQT asserts a rollover request “is considered a new request or transmission contract, as stated in OATT Section 2.2.”²⁹ Third, HQT implies that EBMI has a “reservation priority” only when there is a competing request for service – this implies Section 2.2 is only meant as a tie-breaker provision.³⁰ Fourth, HQT asserts that deficient ATC is justification for denying renewals.

45. FERC established the right to renew or rollover long-term firm transmission service in its original open access order in 1996 (Order 888) and FERC has addressed the assertions made by HQT at several points since then. One instructive, on-point case precedent from FERC is the Exelon Generation Company, LLC v. Southwest Power Pool case. In this case, Exelon filed a Complaint after SPP refused to honor Exelon’s rollover rights related to its one-year, long-term firm, point-to-point transmission service agreement. As is asserted by HQT, the reason given by SPP for its refusal to grant the rollover request was that there was no longer sufficient transmission capacity available on the SPP system. As a result of this Complaint FERC issued two orders; an Order granting Exelon’s Complaint (Order Granting Complaint) and an Order denying SPP’s request for rehearing (Order Denying

²⁸ *Hydro-Québec response to February 25, 2010 Complaint from Énergie Brookfield Marketing Inc.*, (“*Hydro-Québec Response*”), March 11, 2010 at page 4.

²⁹ *Ibid.*

³⁰ *Ibid.*

Rehearing).³¹ Since FERC did not make significant changes in this regard to Section 2.2 with its 890 Orders, this case precedent is still very much on point.

46. In these two Orders, FERC makes most if not all of the points about rollover rights needed to rebut HQT's assertions. In summary, FERC finds that: (a) long-term firm transmission customers do have a *right* to renew or rollover their transmission agreements under Section 2.2 of the OATT, (b) *rollover* requests should not be treated as *new* requests for transmission service, (c) the purpose of rollover rights is not simply to provide a tiebreaking mechanism, but also to allow existing customers to continue to take service, (d) rollover rights can only be limited when a rollover customer fails to match a competing request or there are limitations spelled out in the original service agreement, (e) a reduction in ATC is not a reason to refuse a rollover request, and (f) further, if there is a reduction in ATC, a Transmission Provider must either curtail service according to its OATT or build new transmission facilities.

47. FERC makes it clear in this case precedent that transmission customers with long-term, firm, point-to-point transmission service agreements do have a right, under Section 2.2 of the OATT, to continue to take service from the

³¹ Federal Energy Regulatory Commission, *Exelon Generation Company, LLC v. Southwest Power Pool, Inc., Order Granting Complaint*, Docket No. EL02-86-000, Issued May 31, 2002 and Federal Energy Regulatory Commission, *Exelon Generation Company, LLC v. Southwest Power Pool, Inc., Order Denying Rehearing*, Docket No. EL02-86-001, Issued November 22, 2002.

transmission provider by rolling over or renewing their agreements. In ¶25 of the Order Granting Complaint, FERC states:

The Commission has consistently held that under Section 2.2, all firm transmission customers (requirements and transmission-only), upon the expiration of their contracts or at the time their contracts become subject to renewal or rollover, **have a right** to continue to take transmission service from their existing transmission provider. [Emphasis Added]

FERC reiterates this point in its Order Denying Rehearing at ¶3:

In the May Order, the Commission granted Exelon's complaint and stated that Exelon **has the right** to request a rollover of its existing firm point-to-point transmission service. The May Order explained that SPP is obligated, under Section 2.2 of its OATT (which adopts the language of the Commission's pro forma OATT), to maintain available transmission capacity for its existing long-term transmission customers with rollover rights, such as Exelon, until the time expires for those customers to exercise their rollover rights. [Emphasis Added]

And in ¶15 of the Order Denying Rehearing, FERC states that the intent of rollover rights was to allow long-term customers the right to continue taking service.

Indeed, it was the intent of the Commission in establishing the rollover policy that long-term customers have **the right** to continue to take service and, accordingly, that the transmission provider be in the position of continuing to provide it. [Emphasis Added]

48. Much like HQT, SPP also tried to make the argument that a *renewal* request should be treated as a *new* request under the OATT. However, FERC dismissed this idea in its Order Denying Rehearing at ¶39.

In Entergy, when we stated that "[b]y exercising a right of first refusal an existing transmission customer is, in effect, arranging a new long-term firm point-to-point transmission service," we did not mean that the rollover request was to be treated as a new long-term request for service for purposes of a new determination of available transmission capacity under Section 17.5 or a new system impact study.

Further in ¶40, FERC states that such an interpretation of the OATT would undermine the entire FERC rollover policy.

We did not intend to suggest or imply that a transmission provider would make a determination of available transmission capacity or perform a new system impact study each time that a long-term firm transmission customer elects to roll over its existing transmission service, and SPP's arguments to the contrary are wrong. Indeed, such an interpretation would effectively undermine the entire rollover rights policy established in Order No. 888 and set forth in Section 2.2 of the pro forma OATT.

49. FERC also refutes the notion that the sole purpose of Section 2.2 and rollover rights is to provide a tiebreaking procedure when there is not sufficient ATC to accommodate all requests. While this is one purpose, FERC notes that, more importantly, rollover rights allow existing customers to continue taking service from the transmission provider. In ¶34 of the Order Denying Rehearing, FERC states:

Once again, SPP has misconstrued our previous orders. While it is true, as SPP suggests, that Section 2.2 can serve as a tie-breaking mechanism, that provision is not intended to function only as a tie-breaker. In other words, the rollover rights policy is not intended to apply only when there are competing and substantially similar firm service requests. As we have explained in previous orders, Section 2.2 provides a tie-breaking mechanism when a transmission provider has insufficient transmission capacity and there are competing requests for that available capacity, including an existing long-term firm transmission customer whose

transmission service agreement is up for renewal or rollover. If the transmission provider has insufficient capacity, then Section 2.2 provides a tie-breaker mechanism that gives the transmission customer the right of first refusal. However, in the absence of a competing request for service, the transmission provider is obligated under Section 2.2 to grant a request for rollover by an existing long-term transmission customer (assuming that the transmission agreement contains no restrictions on rollover rights, as discussed above).

50. FERC also discusses the specific instances when a customer's rollover rights may be limited. First, rollover rights can be limited in the sense that an existing, long-term customer must match the term and rate of a competing request. In its Order Granting Complaint at ¶ 25, FERC states:

The underlying contract must have been for a term of one-year or more (i.e., be a long-term contract) and the existing transmission customer must agree to match the rate offered by another potential transmission customer (up to the transmission provider's maximum filed rate at that time) and to accept a contract term at least as long as that offered by the potential customer (sometimes referred to as the right of first refusal).

Second, FERC states that any limitations on rollover must be spelled out in the original service agreement and can only be included for a very limited number of reasons. In ¶28 of the Order Granting Complaint, FERC states:

The Commission has consistently reaffirmed this policy, stating that a transmission provider can deny a customer the ability to rollover its long-term firm service contract only if the transmission provider includes in the original service agreement specific, reasonably forecasted native load needs that will use the transmission capacity provided under the contract at the end of the contract term. Any limitations to the rollover rights must be clearly stated in the customer's service agreement. Because the service agreement at issue here contains no such limitations on Exelon's rollover rights, Section 2.2 of the SPP OATT controls.

51. Finally, and importantly, FERC's decision in the Exelon v. SPP case makes it clear that a reduction in ATC is not one of the reasons a rollover right can be limited. In ¶26 of the Order Granting Complaint, FERC states:

SPP maintains that it is unable to provide the requested service due to changes to existing firm uses on its system including native load growth, changes in external trading patterns, generation dispatch modeling assumptions, and loop flow changes. SPP's arguments in this regard are not sufficient to override Exelon's rollover rights under Section 2.2 of the SPP OATT. Under Section 2.2, SPP is obligated to maintain available transmission capacity for its existing long-term transmission customers with rollover rights, such as Exelon, until the time expires for those customers to exercise their rollover rights.

Furthermore, FERC explains in ¶14 of the Order Denying Rehearing that if there is a reduction in ATC, it is the transmission provider's obligation to either build new facilities or curtail pursuant to its OATT.

A transmission provider is expected to include all long-term transmission customers (i.e., those with rollover rights) in its long-term planning. While it may be the case, as SPP suggests, that subsequent circumstances may negatively impact a transmission provider's available transmission capacity, the presence of such constraints do not give a transmission provider the right to deny a rollover request. Under Section 2.2 of its OATT, SPP is responsible for maintaining available transmission capacity for existing long-term transmission customers with rollover rights, such as Exelon, until the time expires for those customers to exercise their rollover rights. Thus, the constraints that SPP cites are not sufficient to override Exelon's rollover rights. If constraints arise after a transmission provider enters into a long-term agreement with a transmission customer (and that agreement contains no restrictions on the transmission customer's rollover rights), the obligation is on the transmission provider to either build additional transmission facilities to relieve the constraint or to implement the curtailment procedures set forth in its OATT. [Emphasis Added]

FERC reiterates this point in ¶21 of the Order Denying Rehearing:

As we have indicated above, if constraints arise after a transmission provider enters into a long-term agreement with a transmission customer (and that agreement contains no restrictions on the transmission customer's rollover rights), the obligation is on the transmission provider to determine whether or not to build additional facilities to accommodate new transmission customers. If the transmission system is constrained to the extent that the transmission provider cannot satisfy its existing transmission customers' contracts, then the transmission provider has the choice of either implementing the curtailment procedures set forth in its OATT or building additional transmission facilities to relieve the constraint.

52. While I quote extensively from this one case precedent, FERC has made the same points at other times over the fourteen-year period since its first open access order. For example, in its original open access order, Order 888, at page 88, FERC made it clear that an existing customer has the right to continue taking service with a renewal or rollover:

A further issue concerning firm contract customers is their right to transmission capacity (and the rate for such capacity) when their contracts expire by their own terms or become subject to renewal or rollover. We have concluded that all firm transmission customers (requirements and transmission-only), upon the expiration of their contracts or at the time their contracts become subject to renewal or rollover, **should have the right** to continue to take transmission service from their existing transmission provider. [Emphasis Added]

53. FERC continued to protect rollover rights in its most recent open access order – the 890 Orders. Here FERC makes it clear once again that, if there are to be any restrictions on rollover rights, they can be for only a very limited list of reasons and, equally important, those restrictions must be announced at the

time the service agreement is first executed. In Order 890A at ¶679, FERC stated:

We reject the argument of South Carolina E&G and South Carolina Regulatory Staff that the Commission should expand the ability of transmission providers to restrict rollover rights by, for example, allowing rollover restrictions to be added at the time of each rollover (rather than only at the initiation of service) or when the need for new facilities arises. We continue to believe that requiring transmission providers to determine at the initiation of service whether they have a reasonably forecasted native load growth need for the capacity strikes a reasonable balance between the transmission provider's needs and those of its customers seeking long-term transmission service with a rollover right. If we were to allow the transmission provider the ability to seek to restrict a rollover at the time of each rollover, as suggested by South Carolina E&G, it would vitiate the benefit of the rollover right to transmission customers, many of which also have load-serving obligations.

54. Finally, in Order 890 at ¶1215, FERC reiterated that, if the transmission provider no longer has the available capacity to serve all existing transmission customers including rollover customers, – as asserted by HQT – the transmission provider only has two options – curtail all existing customers or build new transmission facilities.

Once a transmission provider evaluates the impact on its system of serving a long-term firm transmission customer and grants the transmission customer existing capacity, the transmission provider must plan and operate its system with the expectation that it will continue to provide service to the transmission customer should the transmission customer exercise the right of first refusal. If constraints arise after a transmission provider enters into a long-term agreement with the transmission customer (and that agreement does not contain an allowed restriction on the transmission customer's right of first refusal), the obligation is on the transmission provider to either curtail service to all affected customers or build more capacity to relieve the constraint. A transmission provider is obligated to curtail service pursuant to its OATT or expand its system when its system becomes constrained such that it cannot satisfy existing

transmission customers, including the exercise of their rollover rights, because it should have planned and operated its system with the expectation that each long-term firm transmission customer will exercise its rollover rights.

b) Curtailment under Section 13.6

55. As indicated above, the Régie should consider the impact of any reduction in ATC. If there is a substantial reduction in firm ATC as asserted by HQT, what approach to curtailment is prescribed under the Tariff? In other words, how should we go about allocating the remaining firm ATC to existing customers?

56. The Tariff addresses what to do in the case of a reduction in firm ATC. In Section 13.6, the Tariff calls for a *pro rata* curtailment of all firm customers including firm point-to-point customers. So, if a firm transmission customer currently has 30% of the total firm service being sold today, that customer would get 30% of the firm transmission service which remains after the reduction. Section 13.6 states in part:

13.6 Curtailment of Firm Transmission Service: In the event that a Curtailment on the Transmission Provider's Transmission System, or a portion thereof, is required to maintain reliable operation of such system, Curtailments shall be made on a non-discriminatory basis to the transactions that effectively relieve the constraint. If multiple transactions require Curtailment, to the extent practicable and consistent with Good Utility Practice, Curtailments shall be proportionally allocated among Native-Load Customers, Network Customers and Transmission Customers taking Firm Point-to-Point Transmission Service.

57. The FERC ruling in the ConocoPhillips v. Entergy Services Complaint also supports using *pro rata* curtailment as the method for allocating transmission capacity after a reduction in firm ATC.³² Furthermore, FERC ruled that the reverse queue method actually employed by Entergy and Entergy's Independent Coordinator of Transmission (ICT) was not consistent with its OATT.

58. Before providing specific FERC quotes, some background on the Complaint is necessary. In this case, ConocoPhillips submitted two requests for short-term firm point-to-point service on Entergy's system, which were subsequently approved by Entergy and confirmed. After Entergy realized that it had actually oversold capacity on the flowgate as a result of miscalculating the available capability due to a software error, the ICT notified transmission customers that, if no transmission customer voluntarily terminated its service, the ICT would terminate transmission service in reverse queue order. After there were no volunteers, the ICT terminated ConocoPhillips' two transmission agreements, which led to ConocoPhillips' Complaint and FERC's Order in response.

³² Federal Energy Regulatory Commission, ConocoPhillips Company v. Entergy Services, Inc., *Order on Complaint*, Docket No. EL08-59-000, Issued July 24, 2008.

59. As mentioned above, FERC determined that Entergy and the ICT's method of allocating firm ATC by reverse queue order was not consistent with its OATT. FERC states at ¶23:

The termination of ConocoPhillips' June and July Transactions was not consistent with Entergy's OATT, specifically the procedures established in Entergy's OATT for relieving a system constraint.

60. FERC stated, in ¶24, that Entergy and the ICT should have relied on *pro rata* curtailment under Section 13.6:

Although Entergy's OATT did not have a specific provision for terminating transactions due to software errors, section 13.6 (Curtailment of Firm Transmission Service) sets forth a procedure for making curtailments for system reliability. Absent a specific provision addressing software errors, section 13.6 is the appropriate OATT provision to which Entergy and the ICT should have looked for addressing the constraint.

61. To put a fine point on it, FERC also stated this in ¶27 – that, in the face of a transmission constraint, all existing customers must be curtailed on a *pro rata* basis under Section 13.6.

Entergy's argument that ConocoPhillips' requests would not have been accepted absent the software error has no bearing on our decision that Entergy and the ICT were obligated to follow Entergy's OATT once ConocoPhillips' request for service was confirmed. Once a constraint is identified, the OATT calls for curtailing all existing relevant reservations *pro rata*, pursuant to section 13.6. As we stated above, nothing in Entergy's OATT allowed termination of firm point-to-point service in reverse queue order.

62. Finally, FERC stated that treating some existing firm transmission reservations differently to other existing firm transmission reservations was

not only inconsistent with the Tariff but also unduly discriminatory. In ¶26,

FERC states:

Relieving the system constraints through termination of reservations in the reverse order that the requests were accepted did not comply with section 13.6, and placed the entire burden of relieving the constraint on ConocoPhillips and the other last-in-queue firm-service customers. This unduly discriminated between customers even though they were similarly situated, each having confirmed firm service, and such action was unsupported by Entergy's OATT.

c) An alternative approach to allocation of ATC

63. In sum, what I intended to show so far in my testimony is that HQT's proposed approach to allocation of ATC after harmonization violated its Tariff. HQT has failed to comply with Section 2.2 of its Tariff because it wrongfully denied EBMI its rollover rights as explained in the Complaint. HQT has failed to comply with Section 13.6 of its Tariff because, in the face of an asserted insufficiency of ATC, HQT failed to propose a *pro rata* curtailment.
64. Given this, the Régie could stop right here on its decision on the right way to allocate the ATC which remains after harmonization. That is, the Régie could rule that a *pro rata* allocation of any reduction in ATC be made to existing, firm transmission customers on the Intertie.

65. However, the Régie should feel free to look for other approaches to allocation that are both fair and economically efficient. In effect, the Régie would make a one-time ruling because of the magnitude and significance of the proposed reduction in firm ATC.

66. An approach that I think meets both of these requirements – fairness and economic efficiency – is to allocate the remaining firm ATC on the Canadian segment in proportion to the share of firm transmission each customer has secured and paid for on the New England segment of the Intertie. For example, put simply, since EBMI has secured 306 MW of firm transmission service on the Canadian segment and 282 MW on the New England segment of the Phase I/II HVDC-TF, EBMI should be allocated approximately 282 MW of the firm ATC remaining after HQT's harmonization.

67. There are three reasons to support this approach to allocation. First, it is fair to allocate the remaining firm ATC to those who have gone to the expense of securing and paying for firm transmission service on the full length of the Intertie.

68. Second, it is economically efficient to do it that way, too. For example, assume HQT's affiliate has 1,200 MW of firm transmission on the HQT segment, but has only approximately 900 MW on the New England segment; this, in effect, wastes the value of 300 MW of firm transmission capacity. To

draw an analogy, it would be as if a businessperson, faced with attending an important meeting in Vancouver, bought a full-fare ticket for the first leg of the flight – say to Calgary – and then flew standby for the second leg from Calgary to Vancouver. This makes no sense – the standby leg completely undermines the value of paying full fare for the first leg because the businessperson cannot guarantee arrival at the meeting on time. Likewise, HQT's affiliate having 1,200 MW of firm on the Québec segment of the Intertie, but only 900 MW on the New England segment, undermines the value of 300 MW out of the 1,200 MW of firm. To get the full value of the 1,200 MW of firm ATC, it is essential that the 1,200 MW be allocated to those who have firm on both segments of the Intertie.

69. Third, since HQT proposes to use the *level* of ATC (1,200 MW) set by New England, it would be consistent and, therefore, fair to adopt New England's *allocation* of that firm ATC as well. Again, we know that EBMI has 282 MW of firm transmission service on the New England segment so EBMI should be allocated approximately 282 MW on the Canadian segment.

4. Potential commercial and anticompetitive harm

70. It is important to remind ourselves that these concerns about rollover rights and allocations are not motivated by an academic debate about open access tariff language. Rather, they are motivated by the fact that HQT's position

can harm existing firm transmission customers in both commercial and anticompetitive terms.

71. Key to commercial harm is the fact that these customers may have signed and are in the business of signing sales contracts which obligate them to deliver electric energy and renewable energy certificates. It is common for such contracts to include commitments to deliver a certain number of MWh of energy each year. If the supplier fails to deliver that number of MWh on a rolling average basis, that supplier could be in default. Similarly, if a supplier fails to deliver energy or renewable energy certificates and, as a result, the buyer must buy replacement energy or renewable energy certificates at a price higher than the contract price, the supplier is liable for the increase in price.

72. As to anticompetitive harm, my concern is that HQT's attempt to implement harmonization, along with its proposed method of implementing harmonization, gives the appearance that HQT can undermine a commitment by a competitor at will. Specifically, existing firm transmission customers may have made contractual commitments to deliver electricity products over an intertie based on its securing firm transmission service on both segments of that intertie. Now, when the amount of firm transmission service is reduced, rather than sharing the reduction, HQT simply allocates 100% of what remains to its affiliate.

5. A case precedent from the British Columbia Utilities Commission

73. I was an expert in a recent case before the British Columbia Utilities Commission that, while very different in its facts, involved some of the policy issues raised in this proceeding. Specifically, the British Columbia case involved the issue of setting ATC for the intertie between British Columbia and the neighboring province of Alberta.
74. Very briefly, the facts are that the ATC for the intertie had been set at 480 MW, although the intertie, physically, could transmit much more; the 480 MW ATC reflected the fact that transmission constraints in Alberta prohibited transfers much above this level. British Columbia Transmission Corporation (the equivalent of HQT) decided to increase the ATC to 785 MW and, later, sought approval for an ATC methodology which blocked the consideration of transmission constraints in neighboring systems.
75. The central question was whether BCTC had to take account of constraints in neighboring areas because of the 890 Orders and other rules and precedents. Based on substantial FERC precedent, I argued that such constraints must be taken into account and that the ATC should be put back near the 480 MW level.
76. The British Columbia Utilities Commission agreed and ruled that the ATC should be set at 480 MW. It then addressed the tough issue that is shared in

this proceeding – who bears the burden of the ATC reduction? Importantly, the British Columbia Utilities Commission allocated the ATC reduction in a manner consistent with FERC rulings in the rollover cases cited above. Specifically, recall that FERC said that “Any limitations to the rollover rights must be clearly stated in the customer’s service agreement.”³³ As the British Columbia Utilities Commission explained, when the ATC was raised from 480 MW to 785 MW, the new contracts were explicitly conditioned upon a ruling approving the increase. The British Columbia Utilities Commission stated:

The Commission Panel determines that 480 MW will be the limit on a prospective basis until such time as AESO is able to accept additional energy from British Columbia. To accomplish this, it is suggested that a sufficient number of contracts which contain the subject condition concerning “a further order of the British Columbia Utilities Commission”, (which total 350 MW), be cancelled and/or changed to a form of conditional period – conditional firm or non-firm service, up to 305 MW, which is the reduction required to bring the total MW of firm transmission service available for sale back to 480 MW. The Commission Panel is of the view that this is not an unfair result in the particular circumstances of this case, as the affected parties, of which there are two (namely NorthPoint and BC Hydro) not only already have conditional contracts in respect of the additional 350 MW of capacity and so have not been misled in terms of this result, but are also pre-existing customers who continue to have earlier, unencumbered contracts in place and thus they will also benefit from the reduction in curtailment of those contracts.³⁴

77. What may be of most interest to the Régie is that, ultimately, all four of the crucial questions I defined earlier in this Report were addressed in the British

³³ *Order Granting Compliant* at ¶28.

³⁴ British Columbia Utilities Commission, Decision, *A Complaint by TransCanada Energy Ltd. Regarding the Service Agreement with British Columbia Transmission Corporation for Long Term Firm Point to Point Transmission Service (September 10, 2009)* (“BCUC Decision”) at page 45.

Columbia Order. First, as to the purpose of the harmonization plan, there was clear damage that had to be mitigated. When the Transmission Provider increased firm ATC from 480 MW to 785 MW all transmission customers were curtailed more often. The British Columbia Utilities Commission found that, to assure the same flow of power, firm transmission customers had to buy more firm capacity and, in this way, the actual price paid for transmission service “is above the stated price and not transparent.”³⁵ That is, unlike HQT’s proposal, harmonization in the British Columbia case was a focused solution to a defined problem.

Second, as to the level of ATC after harmonization, once the problem was defined – a problem of congestion and curtailment – the right level of ATC became apparent. Although the British Columbia Utilities Commission acknowledged that judgment had to be used, data on the portion of time firm service could be reasonably expected without curtailment led the British Columbia Utilities Commission back to 480 MW.³⁶

Third, as to the allocation of the remaining ATC after harmonization, as already noted, specific customers had been forewarned of the possibility of a

³⁵ *BCUC Decision* at page 35.

³⁶ *Ibid.*, at pages 24, 43, and 45.

reduction in ATC and those specific customers were the ones to whom the reduced ATC was allocated.³⁷

Fourth, as to consistency with the other terms of the transmission service agreement, again, this was explicitly consistent with the FERC principle that the possibility of curtailment other than *pro rata* curtailment had to be stated in the original transmission service agreement.

78. To sum up, HQT has failed to adequately answer these four questions. First, HQT has not stated the problem it intends to solve on the Intertie with harmonization. Second, HQT does not support its proposed level of ATC. Third, HQT does not justify its proposed allocation of remaining ATC. Fourth, and closely related to the third, the allocation proposed by HQT in the Complaint Case violates Section 2.2 and 13.6 of its Tariff.

79. Note, too, that HQT makes a change to Section 2.2 which is not required by the 890 Orders. HQT strikes the word "new" before "Eligible Customer". The Régie should require HQT to explain its intent with and the impact of this change.

80. One final point should be made about the link FERC made between the reform of Section 2.2 and the addition of Attachment K. In essence, as seen in

³⁷ Ibid.

the two quotes which follow, FERC ruled that there can be no reform of Section 2.2 (the increase to a 5-year term) unless and until the Transmission Provider successfully files an Attachment K. As documented in the next section of my Report, HQT has not filed an Attachment K.

The Commission denies rehearing of the determination to tie the effectiveness of rollover reform to the acceptance of the transmission provider's coordinated and regional planning process required under Order No. 890. As the Commission explained in Order No. 890, reforms regarding rollovers and transmission planning must proceed together because they are closely related. Under our longstanding policy, transmission service eligible for a rollover right must be set aside for rollover customers and included in transmission planning. Duke is therefore incorrect in suggesting that the Commission did not rely on our planning-related reforms when fashioning a remedy to ensure rollover policies remain just and reasonable and not unduly discriminatory.³⁸

With regard to TAPS' concern regarding the timing of compliance filings implementing the new rollover policies, we reiterate that the previously existing rollover provisions will remain in effect for the transmission provider until such time as the Commission accepts the transmission provider's Attachment K compliance filing. Accordingly, it is only after a transmission provider's Attachment K planning process is accepted by the Commission that the transmission provider should file the rollover reform language, and the effective date of that language should be commensurate with the date of that filing. We have revised section 2.2 of the pro forma OATT to make this clear.³⁹

³⁸ Order No. 890-A at ¶683.

³⁹ Ibid., at ¶684.

III. THE TRANSMISSION PLANNING PROCESS ISSUE

A. Purpose, Background, and Summary

1. Purpose and Background

81. The purpose of this section of my Expert Report is to respond to the testimony of Judah Rose, one of HQT's expert witnesses.⁴⁰ More precisely, I will respond to Mr. Rose's views concerning HQT's transmission planning process.

82. By way of background, in its most recent Orders reforming its requirements for Open Access Transmission Tariffs or OATTs, the FERC substantially deepened the requirements for transmission planning.⁴¹ In particular, the FERC amended its *pro forma* OATT to require a "coordinated, open, and transparent" planning process on both a local and regional level. Further, FERC required that this planning process be delineated in an Attachment K and that this Attachment K address nine planning principles, the top three of which were coordination, openness, and transparency.

⁴⁰ *Rebuttal Testimony of Judah Rose on Behalf of TransÉnergie Submitted to: The Régie de l'énergie du Québec ("Rose Rebuttal")*, July 3, 2009, HQT-12-1 and *Response to Questions 6.5 and 6.6 of the Request for Information No. 1 Presented before the Régie by Regroupement National Des Conseils Régionaux De L'Environnement Du Québec and Union Des Consommateurs ("Rose Supplement")*, July 13, 2010, HQT-8-6.1.

⁴¹ The FERC Orders are Order 890, 890A, 890B, 890C, and 890D (the "890 Orders").

2. Summary

83. Mr. Rose concludes that “TransÉnergie is not required to file Attachment K under Order 890 at the U.S. FERC.”⁴² Consistent with this, HQT’s proposed OATT filed with the Régie has a blank page where Attachment K should be.

84. Mr. Rose is correct in a literal sense that HQT is not required to “file” an Attachment K or any other part of an OATT with FERC since the FERC has no jurisdiction over HQT. However, if HQ or its affiliates want to export electricity to the United States and to enjoy the benefits of OATTs therein, then FERC requires HQ to meet a reciprocity requirement – that is, HQT must offer services comparable to those in the *pro forma* OATT established under the 890 Orders. This reciprocity requirement is evidenced by the very fact that HQT has proposed a new OATT to comply with important new requirements under the 890 Orders – including, as discussed in detail in the previous section of my Expert Report, the requirement for what HQT calls harmonization.

85. Mr. Rose appears to make three arguments for his claim that HQT need not provide an Attachment K. The first is that Attachment K is not required under reciprocity. Notably, Mr. Rose offers no citations to support this assertion. As I show in the text later herein, even a brief review of FERC Orders

⁴² *Rose Rebuttal* at page 52 lines 4-5.

contradicts his opinion; the FERC makes it clear that providing a conforming Attachment K is part of the reciprocity requirement.

86. The second argument by Mr. Rose appears to be that, since (in his view) HQT suffers none of the problems which motivated the FERC to require a coordinated, open, and transparent transmission planning process and to document it in an Attachment K, then the FERC would waive the requirement for HQT. Again, even a quick read of FERC's 890 Orders contradicts Mr. Rose. FERC did not set Attachment K as a conditional requirement; that is, the FERC did not say 'if you suffer from these problems, demonstrate that you have the right kind of planning process.' Rather, FERC set a blanket requirement for all affected utilities.

87. The third argument by Mr. Rose appears to be that HQT's existing transmission planning process is comparable to that required by FERC. This is an appropriate line of argument. However, to show comparability, the FERC would require HQT to address in full how its Attachment K meets the nine specified principles. Mr. Rose has not done this. He does make references to a wide range of HQT activities. While these activities surely have merit, reference to them does not show conformance with the FERC's principles; rather than simply referencing activities, Mr. Rose should explain explicitly how these activities meet the nine principles FERC would accept. He has not done this sufficiently.

88. More importantly, reading his references reveals what would be a fundamental deficiency in the FERC's eyes – HQT's activities do not invite timely and meaningful input by customers and other stakeholders at the early stages of planning. To this point, in Order 890A at ¶188, the FERC stated:

We reiterate, however, that the planning process must provide for the timely and meaningful input and participation of all interested customers and other stakeholders in the development of transmission plans. Customers and other stakeholders therefore must have the opportunity to participate at the early stages of the development of the transmission plan, rather than merely given an opportunity to comment on transmission plans that were developed in the first instance without their input.

89. To meet the reciprocity requirement at the FERC, we would respectfully request that the Régie require HQT to add an Attachment K to its OATT which explicitly allows for timely and meaningful input by all stakeholders. More broadly, HQT's Attachment K must be shown to meet all nine of the FERC criteria for a "coordinated, open, and transparent" transmission planning process. To do otherwise might put HQ's or its affiliate's ability to export electricity to the United States in jeopardy.

90. Equally important, as further justification for requiring an Attachment K from HQT, we would respectfully request that the Régie consider what FERC sees as the primary benefit of a coordinated, open and transparent transmission process – the primary benefit is protection against undue discrimination by HQT. That is, protection against HQT favoring its energy and marketing

affiliates through its transmission plan in such a way that the price of power to the ratepayers of Québec as well as to ratepayers in the U.S. is higher than necessary.

B. Evidence

1. Reciprocity and Attachment K

91. Let me now address in more detail Mr. Rose's assertion that HQT is not required to have an Attachment K. Again, he appears to make three arguments for this assertion.
92. The first is that Attachment K is not required under reciprocity. Specifically, he asserts that "It is my understanding that transmission planning with Attachment K is not part of the reciprocity requirements for non-jurisdictional utilities not owning transmission assets in the U.S."⁴³ Mr. Rose offers no specific citations to any FERC Order or any other FERC document which states that Attachment K is not part of the reciprocity requirements for utilities like HQT. When asked what he relied on to come to that understanding, Mr. Rose stated:

It is my opinion that TransÉnergie is not a jurisdictional U.S. utility, and is not required to solve planning and policy problems that exist in the U.S. but not in Quebec (I also refer you to paragraphs 7, 85, 86, 88, 93 and 94 of my July 13, 2010 Response). I base this opinion, and the quoted extract

⁴³ *Rose Rebuttal* at page 6 lines 17-20.

of my report, both on my experience and my general understanding of FERC's jurisdiction and orders.⁴⁴

93. Even a brief review of relevant FERC Orders contradicts Mr. Rose's opinion.

In its 890 Orders the FERC made it clear that it retained the existing reciprocity policy as applied to foreign utilities doing business in the U.S. and that its intent was to assure that these foreign utilities are treated no better or worse than domestic non-public utilities (the term non-public means utilities that are not subject to FERC jurisdiction.) In ¶167 of Order 890, FERC states the following:

The NOPR [Notice of Proposed Rulemaking] proposed to retain the existing reciprocity policy as applied to foreign utilities doing business in the United States, which we adopted pursuant to sections 205 and 206 of the FPA [Federal Power Act]. By maintaining the same reciprocity requirement for these foreign utilities as for domestic, non-public utilities, the Commission stated that it would ensure that foreign entities will continue to be treated no less favorably than domestic, non-public utilities.

94. The FERC also made it clear that the transmission planning process

requirement under the 890 Orders is part of the reciprocity requirement for non-public utilities. The FERC stated at ¶214 of Order 890A:

With regard to non-public utility transmission providers, we reiterate our expectation of participation in the planning processes established pursuant to Order No. 890 consistent with their reciprocity obligations. Reciprocity dictates that non-public utility transmission providers that take advantage of open access due to improved planning should be subject to the same requirements as jurisdictional providers. A non-public utility transmission provider with reciprocity obligations that declines to adopt a planning

⁴⁴ Judah Rose's responses to Dr. Robert A. Sinclair's Information Requests, August 20, 2010 at page 3 lines 18-23.

process that complies with Order No. 890 therefore may not be considered to be providing reciprocal transmission service and may be at risk of being denied open access transmission services by a public utility transmission provider.

95. An Order issued by the FERC in September 2009 further documents the nature of the reciprocity agreement for non-public utilities. The non-public utility involved is the Big Rivers Electric Corporation (Big Rivers). Big Rivers filed explicitly to ask FERC to find that, in general, its OATT “satisfies the Commission’s comparability standards and is an acceptable reciprocity tariff”⁴⁵, and, in particular, that its “Attachment K for the transmission planning process satisfies the requirements of Order No. 890.”⁴⁶ The FERC went on to approve, with conditions, Big Rivers’ OATT because it “substantially conforms or is superior to the requirements of the *pro forma* OATT.”⁴⁷ Again, the Big Rivers Order explicitly supports the view that Attachment K is, indeed, required for non-public utilities to meet reciprocity requirements. Further, the Big Rivers Order reveals FERC’s standard for judging Attachment K – a proposed Attachment K must substantially conform with or be superior to the Attachment K in the *pro forma* OATT.

2. The FERC’s Motivations for Attachment K

96. The second of Mr. Rose’s three arguments appears to be that, because, in his view, the problems that motivated the FERC to require Attachment K simply

⁴⁵ FERC Order, *Order Conditionally Granting Petition for Declaratory Order and Granting Waivers (“Big Rivers”)*, Docket No. NJ09-3-000, September 17, 2009 at ¶1.

⁴⁶ *Big Rivers* at ¶1.

⁴⁷ *Ibid.*, at ¶9.

do not exist in HQT's transmission system, the FERC would waive the requirement for an Attachment K for HQT. Specifically, Mr. Rose states:

In my view, TransÉnergie does not need to file an Attachment K.

I say this because the problems that exist in the U.S., in response to which FERC believed that there was a need for Attachment K, do not exist for TransÉnergie.⁴⁸

97. Mr. Rose states further that the problems which motivated FERC are of two sorts – the first are physical conditions which include low transmission investment, congestion, reliability problems, and lack of coordination. Specifically, Mr. Rose stated:

There were two motivations for Attachment K. First, FERC was concerned about acute U.S. transmission system deficiencies, namely: (1) the lack of transmission investment by transmission providers, (2) the existence of significant congestion on the transmission system, (3) the existence of reliability problems, and (4) the lack of coordination among components of the interconnection transmission system.⁴⁹

98. Mr. Rose then launches into a lengthy discussion attempting to show that HQT does not suffer from these problems.⁵⁰ It is not constructive to respond to this discussion because it has no bearing on whether the FERC would require an Attachment K from HQT. It has no bearing because the FERC's Order 890 did not say, 'if a utility suffers from any of these problems, then that utility must show that it has a transmission planning process consistent

⁴⁸ *Rose Supplement* at ¶85-86.

⁴⁹ *Rose Rebuttal* at page 7 lines 7-12.

⁵⁰ *Ibid.*, at page 10 line 4 through page 12 line 17.

with this Order by providing an Attachment K.' That is, in no way has Mr. Rose shown that the FERC stated the requirement for an Attachment K as a *conditional* requirement. Rather, the FERC set for all applicable utilities the requirement for an Attachment K which substantially conforms with or is superior to that in the *pro forma* OATT.

99. In his implicit claim that there is such a conditional requirement for Attachment K, Mr. Rose seems to have misread the FERC's use of the word 'flexibility.' Mr. Rose states:

In support of this position, it is important to highlight a key aspect of Order 890 referred to several times, including in subquestion 6.5.12, **namely flexibility** to devise a system appropriate to the requirements of stakeholders and specific system conditions (see paragraphs 576 to 582 of Order 890).⁵¹ [Emphasis Added]

100. I agree that the FERC will be flexible on what it finds to be acceptable in an Attachment K, but it is crucial to see the nature of that flexibility. The point is that FERC believes it was being flexible by stating nine principles which must be addressed with any applicant's Attachment K – that is, the FERC believed it was being flexible by using a principles-based approach rather than requiring a tightly prescribed planning process. The FERC made this very point in an Order for another non-public utility in the U.S., the Bonneville Power Administration. The FERC stated:

⁵¹ *Rose Supplement* at ¶88.

The Commission explained that it adopted a principles-based reform to allow for flexibility in implementation and to build on transmission planning efforts and processes already underway in many regions of the country. However, although Order No. 890 allows for flexibility, each transmission provider has a clear obligation to address each of the nine principles in its transmission planning process and all of these principles must be fully addressed in the tariff language filed with the Commission.⁵²

101. Indeed, demonstrating that the proposed or existing transmission planning process addresses the nine principles is the central requirement for Attachment K.⁵³ As summarized in the *pro forma* OATT the nine principles are coordination, openness, transparency, information exchange, comparability, dispute resolution, regional participation, economic planning studies, and cost allocation for new projects.

3. Substantial conformance with or superiority to the *pro forma*

102. Mr. Rose's third argument appears to be that the existing HQT planning process is comparable to that reflected in the Attachment K in the *pro forma* OATT.⁵⁴ In the first of two overall conclusions in his most recent filing Mr. Rose stated:

TransEnergie is offering open, transparent and coordinated transmission planning and it needs [sic] not modify its existing planning process in order to offer open and comparable access to its transmission system.⁵⁵

⁵² FERC Order, *Order on Compliance Filings and Petition for Declaratory Order*, Docket Nos. NJ08-5-000, OA08-25-000, and OA08-26-000, July 17, 2008 at ¶3.

⁵³ FERC, *Pro Forma Open Access Transmission Tariff* at Attachment K Transmission Planning Process, ¶2.

⁵⁴ *Rose Supplement* at ¶87 and 95.

⁵⁵ *Ibid.*, at ¶95.

103. I agree that this could be the right line of argument – Mr. Rose and HQT should have an Attachment K which substantially conforms to or is superior to that in the *pro forma* OATT.⁵⁶ Obviously, to meet this FERC standard, HQT would first have to have a written Attachment K rather than a blank page. And what would need to be written in HQT's Attachment K would be a compelling argument that HQT's planning process addresses all nine of the principles the FERC set in the 890 Orders for a utility's transmission planning.⁵⁷

104. Mr. Rose was asked by at least two Intervenor to state how the HQT process was substantially conforming or superior.⁵⁸ Unfortunately, he did not answer the question directly – that is, he did not address each of the nine principles in full in a manner the FERC would require. Rather he references other sections of his testimony which mention a wide range of HQT activities. For example, when addressing two core principles – Openness and Transparency – Mr. Rose refers back to his previous answers in ¶29 to ¶70 – this is his primary reference for Openness and his sole reference for Transparency.⁵⁹

⁵⁶ Order No. 890 at ¶437. In Order 890 at ¶191, FERC gives three options for meeting the reciprocity requirement, "We will also retain Order No. 888's three alternative provisions for satisfying the reciprocity condition, i.e.: a non-public utility that owns, controls, or operates transmission and seeks transmission service from a public utility must either satisfy its reciprocity obligation under a bilateral agreement, seek a waiver of the OATT reciprocity condition from the public utility, or file a safe harbor tariff with the Commission. Thus, for non-public utilities that choose to use the safe harbor tariff, its provisions must be substantially conforming or superior to the revised *pro forma* OATT in this Final Rule."

⁵⁷ Ibid., at ¶444.

⁵⁸ Rose Supplement at ¶89 and HQT's Response to EBMI's Information Requests, August 20, 2010 at response to information request 3.8.

⁵⁹ Rose Supplement at ¶89.

While the activities described in these references surely have merit, Mr. Rose's reference to them is not sufficient to show a conformance with the FERC's requirements for Attachment K.

105. Moreover, a quick reading of those references reveals a fundamental deficiency – for the most part Mr. Rose is saying that stakeholders must litigate to participate in HQT's transmission planning process. This can be seen in Mr. Rose's discussion (§29-41) of two of the key ways customers and stakeholders are permitted to participate in HQT's transmission planning process – through the Régie's review process for new transmission projects (under Section 73 of the Act) and through HQT's periodic Rate Cases. In discussing participation in the Section 73 process, Mr. Rose states:

This process is separate from, and supplemental to tariff cases. It is a review that is open to interested persons and that allows intervenors from both inside and outside Quebec with interests in TransEnergie transmission investment. This process provided by law allows for examination of witnesses. The process is subject to public notice. Transmission investments and plans are subject to challenge by intervenors.⁶⁰

106. And, in discussing the Rate Case process, Mr. Rose states:

This process is also an open process subject to public notice. Parties may intervene in this process in a manner similar to the authorization process under Section 73 and challenge recovery of transmission investments and operation and maintenance costs providing an additional avenue for input to the process. Intervenors can request additional information and

⁶⁰ Ibid., at §31.

documents explaining TransEnergie's plans via request for information and questions to witnesses.⁶¹

107. These excerpts alone indicate litigation is the primary opportunity Mr. Rose sees for stakeholder participation.

108. Litigation is not what the FERC had in mind when it required that the Attachment K planning process must allow for the timely and meaningful input by any and all stakeholders; and the word 'timely' clearly means prior to HQT's final decision on which transmission investment it wants to pursue. As already quoted above, the FERC stated:

We reiterate, however, that the planning process must provide for the timely and meaningful input and participation of all interested customers and other stakeholders in the development of transmission plans. Customers and other stakeholders therefore must have the opportunity to participate at the early stages of the development of the transmission plan, rather than merely given an opportunity to comment on transmission plans that were developed in the first instance without their input.⁶²

109. FERC made it clear that one of the primary reforms in the 890 Orders was to assure customers and other stakeholders were able to participate in the transmission planning process. The FERC stated:

In Order No. 890, the Commission reformed the *pro forma* OATT to clarify and expand the obligations of transmission providers to ensure that transmission service is provided on a non-discriminatory basis. One of the Commission's primary reforms was designed to address the lack of specificity regarding how customers and other stakeholders should be

⁶¹ Ibid., at ¶39.

⁶² Order No. 890-A at ¶188.

treated in the transmission planning process. To remedy the potential for undue discrimination in planning activities, the Commission directed all transmission providers to develop transmission planning processes that satisfy nine principles (discussed below) and to clearly describe those processes in a new attachment (Attachment K) to their tariffs.⁶³

110. To better define what the FERC meant by stakeholder participation, let's use the FERC Order already cited above approving Big Rivers' Attachment K, with conditions. In the Order, the FERC went through each of the nine principles judging whether Big Rivers met the requirement, and from this discussion, it is clear that stakeholder participation is central to meeting many of these nine principles.

111. The first requirement is for coordination and the FERC stated that "In order to satisfy the coordination principle, transmission providers must provide customers and other stakeholders the opportunity to participate fully in the planning process."⁶⁴ Beyond regular meetings with the large distribution cooperatives, Big Rivers noted that it had formed a "Regional Stakeholder Group" in conjunction with some neighboring public power companies.⁶⁵

The Regional Stakeholder Group is open to all transmission customers, including full service distribution and industrial customers, neighboring utilities and Regional Transmission Organizations (RTOs), regulatory agencies, and generation owner/development companies. An annual cycle of Regional Stakeholder Group meetings is scheduled on a recurring basis to provide stakeholders with opportunities for participation and contributions, including alternative solutions.⁶⁶

⁶³ *Big Rivers* at ¶40.

⁶⁴ *Ibid.*, at ¶44.

⁶⁵ *Ibid.*, at ¶45.

⁶⁶ *Ibid.*, at ¶45.

112. The FERC then turned to the second principle – Openness. Again, stakeholder participation is central to compliance. The FERC stated “The openness principle requires that transmission planning meetings be open to all affected parties, including, but not limited to, all transmission and interconnection customers, state authorities, and other stakeholders.”⁶⁷ To show compliance, Big Rivers pointed once again to its Regional Stakeholder Group.⁶⁸

113. The FERC then turned to the third principle – Transparency. In its discussion the FERC stated that “each transmission provider must describe in its planning process the method(s) it will use to disclose the criteria, assumptions and data that underlie its transmission system plans.”⁶⁹ The FERC went on to say that “sufficient information should be made available to enable customers, other stakeholders, and independent third parties to replicate the results of planning studies and thereby reduce the incidence of after-the-fact disputes regarding whether planning has been conducted in an unduly discriminatory fashion.”⁷⁰

114. I will turn to one more of the nine principles in the Big Rivers Order – Economic Planning Studies. Here again, the crucial role of stakeholder

⁶⁷ Ibid., at ¶49.

⁶⁸ Ibid., at ¶50.

⁶⁹ Ibid., at ¶60.

⁷⁰ Ibid., at ¶61.

participation is made clear. The FERC found that Big Rivers' Attachment K partially satisfied this principle. FERC noted in particular that "Stakeholders may request that Big Rivers perform economic planning studies related to congestion or the integration of new resources on its system."⁷¹

115. The point is that, by referencing to opportunities to litigate, Mr. Rose fails to show the existing HQT planning process provides the kind of opportunity for timely and meaningful stakeholder participation which the FERC would require in Attachment K. With this failure alone, and putting aside other possible deficiencies, Mr. Rose has failed to show that the HQT transmission planning process substantially conforms with or is superior to the Attachment K of the *pro forma* OATT formed by the 890 Orders.

4. Attachment K as protection against undue discrimination

116. I noted above that Mr. Rose defined two motives for the FERC requiring Attachment K – the first was physical problems like congestion. The second motivation according to Mr. Rose is that FERC was worried about discrimination by transmission providers (such as HQT) against competitors. Mr. Rose stated:

Second, FERC was concerned that U.S. transmission providers would use transmission planning to discriminate against unaffiliated companies. One consequence of the discrimination would be lack of transmission and the

⁷¹ Ibid., at ¶93.

other problems identified above. Another consequence would be higher prices for power.⁷²

117. Mr. Rose is correct that concerns about undue discrimination were a motivation for the FERC to require Attachment K. That is, a coordinated, open, and transparent transmission planning process is protection from HQT favoring its generation and marketing affiliates through its transmission plan. That favoritism could take the form of HQT planning transmission expansions only to accommodate resources its affiliates control. Enabling customers and stakeholders to get in the early stages of planning and to have full access to inputs and methods is one way to combat favoritism; this is why the FERC promotes stakeholder participation through Attachment K.

118. The concern with favoritism is that it can lead to higher than necessary costs to ratepayers in both Québec and in the U.S. For this reason, I would suggest that requiring an Attachment K serves two goals: one, get the best rates possible for the people of Québec and two, assure robust power exports by assuring the best rate possible for U.S. ratepayers.

119. This ends my Report.

⁷² *Rose Rebuttal* at page 8 lines 1-5.

I have signed this report on September 28, 2010.

Craig R. Roach

Craig R. Roach

ATTACHMENT ONE
LIST OF TESTIMONY AND OTHER PUBLICATIONS
FOR CRAIG R. ROACH, Ph.D.

**LIST OF TESTIMONY AND OTHER PUBLICATIONS
FOR CRAIG R. ROACH, Ph.D.**

TESTIMONY

- Expert Report of Craig R. Roach, Ph.D., Régie de l'énergie, Nos. P-130-001 and P-130-003 [July 2010]. Filed on behalf of Energy Brookfield Marketing, Inc.
- Direct and Supplemental Testimony concerning the application of Oklahoma Gas and Electric Company to construct the Crossroads wind farm, Cause No. PUD 201000037 [June 2010]. Filed on behalf of The Oklahoma Corporation Commission.
- Report on the Open Season for Zephyr Power Transmission LLC, Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. ER09-433-000 [May 2010]. Filed as the Independent Evaluator for Zephyr Power Transmission, LLC.
- Phase Two Report of the Independent Evaluator concerning proposed alternatives to Mississippi Power Company's IGCC facility, Docket No. 2009-UA-014 [January 2010]. Filed as Consultant to the Mississippi Public Service Commissioners.
- Phase Two Direct Testimony concerning Mississippi Power Company's proposed IGCC facility, Docket No. 2009-UA-014 [December 2009]. Filed as Consultant to the Mississippi Public Service Commissioners.
- Phase One Direct Testimony concerning Mississippi Power Company's petition for acquisition, construction, and operation of an Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) facility, Docket No. 2009-UA-014 [July 2009]. Filed as Consultant to the Mississippi Public Service Commissioners.
- Responsive Testimony concerning the cost recovery and approval of a power purchase agreement between PSO and Exelon Generation, LLC, Oklahoma Corporation Commission Cause No. PUD 200900099 [July 2009]. Filed as the Oklahoma Commission's Independent Evaluator.
- Direct and Rebuttal Testimony concerning a service agreement between TransCanada Energy Ltd. and British Columbia Transmission Corporation for long term firm point-to-point transmission service. British Columbia Utilities Commission Project No. 3698539 [March and April 2009]. For TransCanada Energy Ltd.
- Report responding to the Commission's inquiries on emissions costs, construction costs, and fuel costs, Minnesota Public Utility Commission Docket No. CN-05-619 [October 2008]. For the Minnesota Commission.
- Testimony and Rebuttal Testimony concerning the design of the 2008 RFP, Oklahoma Corporation Commission Cause No. PUD 200700418 [June and August 2008]. Filed as the Oklahoma Commission's Independent Evaluator.
- Comments concerning PacifiCorp's proposed acquisition of the Chehalis power plant, Oregon Public Utility Commission Docket No. UM 1374 [June 2008]. Filed as the Oregon Independent Evaluator.

Reply comments concerning the 2008 Procurement Process, before the Illinois Commerce Commission [May 2008]. Filed as the Procurement Monitor.

Comments concerning the 2008 Procurement Process, before the Illinois Commerce Commission [May 2008]. Filed as the Procurement Monitor.

Direct Testimony concerning the proposed acquisition of TXU by private equity investors, Public Utility Commission of Texas Docket No. 34077 [September 2007]. For the Texas Commission.

Comments concerning PacifiCorp's proposal to amend and delay its 2012 RFP, Oregon Public Utility Commission Docket No. UM 1208. [November 2007]. Filed as the Oregon Independent Evaluator.

Affidavit concerning allegations of above-market prices and price manipulation in the 2006 Illinois Auction, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. EL07-47-000. [June 2007]. Filed as the Auction Monitor.

Support for settlement of an electric transmission rate case, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER06-186-000. [March and April 2006]. For the City of Vernon.

Testimony concerning market power mitigation measures for the Southwest Power Pool energy imbalance services market, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER06-451-000. [January 2006]. Filed as the Southwest Power Pool's Independent Market Monitor.

Comments on the Maryland procurement process for Standard Offer Service, Maryland Senate Special Commission on Electric Utility Deregulation Implementation. [August 2005]. Appearing as the Technical Consultant for the Maryland Public Service Commission.

Direct and Supplemental Testimony concerning market power mitigation measures for the Southwest Power Pool energy imbalance services market, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER05-1118-000. [June and August 2005]. Filed as the Southwest Power Pool's Independent Market Monitor.

Comments on the open access status of a transmission line, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER05-1072-000. [June 2005]. Filed as the Southwest Power Pool's Independent Market Monitor.

Direct Testimony regarding the benefit of continuing PUCT Capacity Auctions in Texas, Public Utility Commission of Texas, Docket No. 30882. [May 2005]. For Reliant Energy, Inc.

Expert Report regarding the basis for and quantification of damages, 249th Judicial District Court (Texas) Cause No. C-2002-00267. [March 2005]. For Ponderosa Pine Energy, L.L.C.

Panelist on transmission market power and barriers to entry, Federal Energy Regulatory Commission Technical Conference Docket No. RM04-7-000, Washington, DC. [December 2004].

Expert Report concerning damage estimates regarding power sales contract, American Arbitration Association Case No. 71 198 00323 01. [October 2004]. For Ponderosa Pine Energy Partners, LTD.

Panelist on solicitation processes for public utilities, Federal Energy Regulatory Commission Technical Conference Docket No. PL04-6-000, Washington, DC. [June 2004].

Affidavit and Supplemental Affidavit concerning the competitive effects of the proposed acquisition of Illinois Power by Ameren Corp., Federal Energy Regulatory Commission Docket No. EC04-81-000, Washington, DC. [May and June 2004]. For Aquila Merchant Services, Inc.

Direct Testimony on FirstEnergy's proposed Rate Stabilization Plan, Public Utilities Commission of Ohio Case No. 03-2144 EL-ATA, EL-AAM, EL-UNC. [February 2004]. For Reliant Resources, Inc. and Constellation Power Source.

Panelist on market power mitigation and measurement, Federal Energy Regulatory Commission Technical Conference on Supply Margin Assessment Screen and Alternatives Docket No. PL02-8-000, Washington, DC. [January 2004].

Direct and Answering Testimony concerning approval of affiliate power purchases by Entergy under the *Edgar* standard using a competitive solicitation test. Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER03-583-000. [November 2003 and April 2004]. For Calpine Corporation.

Direct and Answering Testimony and Cross-Answering Testimony concerning approval of an affiliate acquisition by AmerenUE under the *Edgar* standard using a competitive solicitation and benchmark data. Federal Energy Regulatory Commission Docket No. EC03-53-000. [August and September 2003]. For the Electric Power Supply Association.

Affidavit concerning the application of the *Mobile-Sierra* doctrine to a Standard Offer Wholesale Sales Agreement for a supplier in bankruptcy. United States District Court (District of Columbia) Case No. 03-1189. [July 2003]. For NRG Power Marketing Inc.

Direct Testimony concerning Entergy's proposed Agreement in Principle including certain affiliate power sales, New Orleans City Council Docket Nos. UD-01-04 and UD-03-01. [April 2003] For Reverend C.S. Gordon, Jr., et al.

Expert Report concerning correct interpretation of power sales contract standards, American Arbitration Association Case No. 71 198 00323 01. [April 2003] For Tenaska IV Texas Partners, LTD.

Expert Report concerning the correct discount rate to be used in determining an award, American Arbitration Association Case No. 00 199 00199 02. [March 2003]. For TM Delmarva Power L.L.C.

Affidavit concerning market-based rate authority using the Supply Margin Assessment (SMA), Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER03-618-000. [March 2003]. For Reliant Energy Choctaw, LLC.

Expert Report concerning opportunities for reverse tolling transactions with Entergy, utility dispatch rules, and antitrust damages, Louisiana State Court Suit No. 467,116; Div. "N". [January 2003]. For Energy Transfer Group.

Affidavit concerning market-based rate authority using the Supply Margin Assessment (SMA), Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER03-382-000. [January 2003]. For Reliant Energy Solutions, LLC.

Direct and Rebuttal Testimony concerning Track B issues including types of competitive solicitation, products to be procured, and affiliate codes of conduct, Arizona Corporation Commission Docket No. E-00000A-02-0051, et al. [November 2002]. For Panda Gila River, L.P.

Panelist concerning the Resource Adequacy Requirement within the Standard Market Design, Federal Energy Regulatory Commission Technical Conference Docket No. RM01-12-000, Washington, DC. [November 2002].

Affidavit concerning market-based rate authority using the Supply Margin Assessment (SMA), Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER03-81-000. [October 2002]. For Reliant Energy Solutions West, LLC.

Affidavit concerning the method for determining natural gas prices for purposes of calculating refunds in California, Federal Energy Regulatory Commission Docket Nos. EL00-95-045, et al. [October 2002]. For Reliant Energy Power Generation, Inc.

Direct and Surrebuttal Testimony concerning affiliate asset transaction and competitive procurement, Wisconsin Public Service Commission Docket No. 05-CE-117. [August and September 2002]. For Midwest Independent Power Suppliers.

Direct and Responsive Testimony concerning affiliate asset transfer and competitive procurement, Indiana Utility Regulatory Commission Cause No. 42145. [July and October 2002]. For Midwest Independent Power Suppliers.

Direct and Rebuttal Testimony concerning Track A issues including asset transfer, market power, and codes of conduct, Arizona Corporation Commission Docket No. E-00000A-02-0051, et al. [May and June 2002]. For Panda Gila River, L.P.

Affidavit concerning the triennial update for market-based rate authority using the Supply Margin Assessment (SMA), Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER01-3103-002. [June 2002]. For Reliant Resources, Inc.

Affidavit concerning market-based rate authority using the Supply Margin Assessment (SMA), Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER02-1762-000. [May 2002]. For Reliant Energy Solutions East, LLC.

Direct Testimony concerning Arizona Public Service Company's request for approval of variance and affiliate power purchase agreement, Arizona Corporation Commission Docket No. E-00000A-02-0051, et al. [March 2002]. For Panda Gila River, L.P.

Direct Evidence concerning a proposal for transmission congestion management and expansion cost allocation, Alberta Energy and Utilities Board Application No. 1248859. [March 2002]. For TransCanada Energy Ltd.

Direct Evidence concerning competitive procurement and pricing for transmission must-run and other ancillary services, Alberta Energy and Utilities Board Application No. 1244140. [February 2002]. For Ancillary Services Group.

Comments concerning market power mitigation by RTOs, Federal Energy Regulatory Commission Technical Conference on Standard Electricity Market Design Docket No. RM01-12-000, Washington, DC. [February 2002].

Direct Testimony concerning prices and other terms and conditions for imbalance energy from Entergy, Federal Energy Regulatory Commission Docket EL02-46-000. [January 2002]. For Generator Coalition.

Direct Testimony concerning energy market conditions and energy availability in New Orleans, City Council of New Orleans Docket No. UD-00-2. [January 2002]. For Thomas Lowenburg, et al.

Initial and Reply Comments concerning the development of market-based mechanisms to evaluate proposals to construct or acquire generating capacity, Louisiana Public Service Commission Docket No. R-26,172. [December 2001 and January 2002]. For Semptra Energy Resources.

Expert Witness concerning abrogation of power sales agreement by Entergy, State of Alabama Circuit Court for Jefferson County, Civil Action Number CV9925070. [2001]. For Southern Company Services.

Direct Testimony and Supplemental Direct concerning the competitive effects of the proposed merger of Orion Power Holdings, Inc. and Reliant Resources Inc., Federal Energy Regulatory Commission Docket No. EC02-11-000. [October 2001 and January 2002]. For Applicants.

Comments and Request For Intervention concerning a proposed refund condition for market-based rates and methods of measuring market power, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. EL01-118-000. [December 2001]. For Boston Pacific Company, Inc.

Comments concerning the role of market monitoring by RTOs, Federal Energy Regulatory Commission Conference on Electricity Market Design and Structure Docket No. RM01-12-000. [October 2001].

Affidavit concerning updated market power analysis in support of Carr Street Generating Station, L.P.'s market-based rate application, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER98-4095-001. [October 2001]. For Orion Power Holdings, Inc.

Expert Report concerning calculation of damages due to a breach of contract, United States District Court (Eastern Texas) Case No. 1:00CV-283. [August 2001]. For EPCO Carbon Dioxide Products, Inc.

Direct Testimony concerning prudence of Wisconsin Electric Power Company's Power The Future-2 proposal, Public Service Commission of Wisconsin Docket No. 6630-DR-104. [June 2001]. For Midwest Independent Power Suppliers Coordination Group.

Direct Evidence Concerning Hydro Quebec's transmission rate application, Régie de L'Énergie Case R-3401-98. [February 2001]. For Ontario Power Generation, Inc.

Presentation of guiding principles for monitoring market power in markets run by the California ISO, Federal Energy Regulatory Commission Technical Conference Docket Nos. EL00-95-000, et al. [January 2001]. For the Electric Power Supply Association.

Affidavit concerning breach of contract by a utility and the resulting damages through the imposition of a cap on a rate discount known as the LEE Credit, Louisiana Public Service Commission Docket No. U-22801. [August 2000]. For Star Enterprise.

Direct, Supplemental Direct, Surrebuttal, and Rebuttal Testimony concerning the prudence of passing through the fuel adjustment clause certain electricity purchase costs and the costs of some utility-owned generation, New Orleans City Council Docket No. UD-99-2. [April and December 2000; March and August 2001]. For Reverend C.S. Gordon, Jr., et al.

Direct and Rebuttal Testimony concerning the pricing of Reliability Must-Run (RMR) Service to the California ISO, Federal Energy Regulatory Commission Docket Nos. ER98-496-006 and ER98-2160-004. [December 1999 and March 2000]. For Duke Energy Power Services.

Direct, Rebuttal, and Rebuttal to Staff Testimony concerning the prudence of electricity purchase costs passed through the fuel adjustment clause and the underlying, inter-company procurement practices and methods of economic dispatch, Louisiana Public Service Commission Docket No. U-23356. [July and November 1999; July 2000]. For Linda Delaney, et al.

Affidavit concerning the competitive effects of the proposed merger of Sempra Energy and KN Energy, Inc., Federal Energy Regulatory Commission Docket No. EC99-48-000. [May 1999]. For Questar Pipeline Company.

Direct and Oral Rebuttal Testimony concerning the competitive effects of the proposed merger of AEP and CSW, Federal Energy Regulatory Commission Docket Nos. EC98-40-000, ER98-2770-000, and ER98-2786-000. [April 1999]. For The Dayton Power and Light Company.

Direct, Supplemental, and Rebuttal Testimony concerning a rate proposal for the Associated Branch Pilots of the Port of New Orleans, Louisiana Public Service Commission. [October 1998]. For the Associated Branch Pilots.

Direct and Rebuttal Testimony concerning claims for damages by Public Service of Colorado based on alleged improper billings under a power purchase agreement with Tri-State, American Arbitration Association No. 77 Y 181 00230 97. [September and October 1998]. For Tri-State Generation and Transmission Association, Inc.

Testimony concerning a public records request, 19th Judicial District Court, Parish of East Baton Rouge, State of Louisiana Suit No. 449,691 Div. "A". [August 1998]. For CII Carbon, L.L.C.

Direct, Cross-Answering, and Surrebuttal Testimony concerning standby rates for self-generators, Louisiana Public Service Commission Docket No. U-20925-SC. [June, July, and August 1998]. For CII Carbon, L.L.C.

Direct and Surrebuttal Testimony concerning reliability, market power, functional unbundling, divestiture, default supplier, balancing and other restructuring issues, New Jersey Board of Public Utilities Docket No. EX94120585Y, et al. [March and April 1998]. For Mid-Atlantic Power Supply Association.

- Declaration concerning antitrust issues made by Florida Power in a motion for summary judgment, United States District Court (Miami, Florida) Case No. 96-594-CIV-LENARD. [February 1998]. For Metropolitan Dade County and Montenay Power.
- Comments concerning market power, market structure, reliability, and related topics in restructuring, Arkansas Public Service Commission Docket Nos. 97-451-U, 97-452-U, and 97-453-U. [February 1998]. For Arkansas Electric Energy Consumers.
- Direct, Rebuttal, and Surrebuttal Testimony concerning a methodology for determining avoided cost prices, Louisiana Public Service Commission Docket No. U-22739. [November and December 1997; January 1998]. For CH Carbon, L.L.C.
- Direct Testimony concerning Virginia Power's proposals for stranded cost recovery, Virginia State Corporation Commission Case No. PUE 960296. [December 1997]. For Virginia Independent Power Producers, Inc.
- Rebuttal Testimony concerning rules for affiliate transactions in the proposed merger of Pacific Enterprises and Enova Corporation, California Public Utilities Commission No. A.96-10-038. [August 1997]. For Kern River Gas Transmission Company.
- Direct Testimony concerning the proposed merger of Pacific Enterprises and Enova Corporation, California Public Utilities Commission No. A.96-10-038. [August 1997]. For Kern River Gas Transmission Company.
- Rebuttal Testimony concerning the calculation of damages for the Abrogation of Tenaska's power purchase agreement by BPA, American Arbitration Association No. 77-198-0224-95. [July 1997]. For Tenaska, Inc.
- Testimony concerning Ex-Im Bank and OPIC, before the Subcommittee on Tax, Finance, and Exports, Committee on Small Business, U.S. House of Representatives. [May 1997].
- Testimony concerning the abrogation of Tenaska's power purchase agreement by BPA, American Arbitration Association No. 77-198-0224-95. [February 1997]. For Tenaska, Inc.
- Direct Testimony concerning rolled-in rates on Transco, Federal Energy Regulatory Commission Docket Nos. RP95-197-000 and RP95-197-001 (Phase II). [January 1996]. For KCS Energy Marketing, Inc.
- Direct Testimony concerning estimates of avoided costs by Louisiana Power & Light, Louisiana Public Service Commission Docket No. U-21384. [October 1995]. For Calciner Industries, Inc.
- Surrebuttal Testimony concerning estimates of avoided costs by Empire District Electric Company, Missouri Public Service Commission Case No. EC-95-28. [June 1995]. For Ahlstrom Development Corporation.
- Affidavit concerning Duke's market power study, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. ER95-760-000. [April 1995]. For North Carolina Municipal Power Agency Number 1 and Piedmont Municipal Power Agency.
- Direct Testimony concerning estimates of avoided costs by Empire District Electric Company, Missouri Public Service Commission Case No. EC-95-28. [January 1995]. For Ahlstrom Development Corporation.

- Direct Testimony concerning a proposal for rolled-in rates by Pacific Gas Transmission, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. RP94-149-000. [November 1994]. For Alberta Department of Energy.
- Direct Testimony concerning proposal for market-based rates under Rate-K, Michigan Public Service Commission Case No. U-10625. [October 1994]. For Michigan Cogeneration Coalition.
- Preliminary Written Comments concerning the need for and form of a request for proposals (RFP) by Carolina Power & Light, South Carolina Public Service Commission Docket No. 94-469-E. [August 1994]. For Carolina Competitive Energy Producers.
- Initial and Reply Comments concerning guidelines for evaluation of unsolicited private power proposals, North Carolina Utilities Commission Docket No. E-100, Sub 64. [September and October 1993]. For Carolina Competitive Energy Producers.
- Direct Testimony concerning Section 712 issues, Florida Public Service Commission Docket No. 921288-EU. [September 1993]. For Florida Competitive Energy Producer's Association.
- Oral Testimony concerning Section 712 issues, Maryland Public Service Commission Case No. 8568. [August 1993]. For Mid-Atlantic Independent Power Producers.
- Direct Testimony concerning Section 712 issues, Georgia Public Service Commission Docket No. 4384-U. [July 1993]. For Electric Generation Association.
- Direct Testimony concerning the proposed merger of Entergy and Gulf States, Federal Energy Regulatory Commission Dockets Nos. EC92-21-000 and ER92-806-000. [March 1993]. For Arkansas Electric Energy Consumers.
- Direct Testimony concerning New York curtailment proposals, New York Public Service Commission Case Nos. 92-E-0814 and 88-E-081. [February 1993]. For J. Makowski Associates, Inc.
- Direct Testimony concerning Georgia Power Company's Integrated Resource Plan, Georgia Public Service Commission Dockets No. 4131-U and 4134-U. [June 1992]. For Mission Energy Company.
- Direct and Rebuttal Testimony concerning Baltimore Gas and Electric's CPCN filing and Cogen Technologies' proposed QF, Maryland Public Service Commission Case No. 8241-Phase II. [August and September 1991]. For Mission Energy Company.
- Direct Testimony commenting on Jersey Central Power & Light Company's request for proposals dated August 31, 1990, Docket No. 8010-678B. [December 1990]. For State of New Jersey Department of the Public Advocate [Co-sponsored].
- Direct and Rebuttal Testimony concerning the sale/leaseback and restated agreement transaction for Springerville and San Juan power, Federal Energy Regulatory Commission Docket Nos. EL89-17-001 and EL89-18-001. [May and June 1990]. For Century Power Corporation.

Direct and Rebuttal Testimony concerning the proposed merger of Southern California Edison and San Diego Gas and Electric, Federal Energy Regulatory Commission Docket No. EC89-5-000. [November 1989 and January 1990]. For Century Power Corporation.

ARTICLES & SPEECHES

- "Headlines From The 2009 *State Of The Market Report* Southwest Power Pool, Inc." Presented to the SPP Board of Directors and Members Committee (April 27, 2010).
- "Independent Review of SPP'S Cost/Benefit Study For The Priority Transmission Projects." Presented to the SPP Board of Directors and Members Committee (April 27, 2010).
- "Building Electric Transmission for Renewable Energy: Two Case Studies on Who Pays." Presented to the American Bar Association (September 10, 2009).
- "Financial Incentives for Utilities to Purchase Resources: The Right Reasons the Right Way." Presented to the Harvard Electricity Policy Group Fifty-Second Plenary Session (October 3, 2008).
- "Market and Auction Monitoring: Requirements, Philosophy, and Tools of the Trade." Presented to Edison Electric Institute Transmission and Wholesale Markets School (August 13, 2008).
- "Boston Pacific's Comments on NARUC [Competitive Bidding] Study" Submitted to NARUC (October 2008).
- "Financial Incentives for Utilities to Purchase Resources: The Right Reasons, The Right Way" Presented to Harvard Electricity Policy Group Fifty-Second Plenary Session, Chicago, Illinois (October 2008).
- "Market and Auction Monitoring: Requirements, Philosophy and Tools of the Trade" Presented to EEI Transmission and Wholesale Markets School, Madison, Wisconsin (August 2008).
- "Summary of the 2007 State of the Market Report for SPP's EIS and Transmission Markets" Presented to Federal Energy Regulatory Commission (June 2008).
- "Summary of the 2006 State of the Market Report for SPP's EIS and Transmission Markets" Presented to the Federal Energy Regulatory Commission (May 2007).
- "State-of-the-Art Fair Utility Procurement Practices: An Independent Monitor's Perspective" Presented at the Northwest Independent Power Producers Coalition's Annual Meeting, Union, WA (September 2005).
- "SPP Market Power Monitoring and Mitigation" Presented at the Energy Bar Association's Midwest Conference, Kansas City, MO (March 2005).
- "Balance Sheet Penalties for Purchased Power" Presented at the Electric Power Supply Association's Fall Membership Meeting, Washington, DC (November 2004).
- "Getting the Best Deal for Consumers: An Independent Monitor's View" Presented at the Energy Bar Association's Mid-Year Meeting, Washington, DC (November 2004).

- "Getting the Best Deal for Illinois Electric Customers" Presented at the Post 2006 Symposium, Chicago, IL (April 2004).
- "A Framework for Enhancing Reliability Through Consumer-Focused, Profitable Innovation"
Presented at the National Electrical Manufacturers Association's 2004 Spring Conference, Charleston, SC (April 2004).
- "Solicitations for Longer-Term Power Purchases" Presented at the Electric Power Supply Association's Fall Membership Meeting, Washington, DC (October 2003).
- "Standards for Longer-Term Power Markets" Co-Presented at the North American Energy Standards Board's Annual Meeting, Austin, TX (September 2003).
- "The Case for Competition in the U.S. Electricity Business," The Electricity Journal Vol. 16 Issue 6 (2003), pp. 18-26.
- "The Right Perspective and Right Tools for Risk Assessment" Presented at CBI's Annual Conference on Private Power in Central America, Miami, Florida (June 2003).
- "Standard Market Design (SMD): Helping Electricity Markets Work" Presented as a Briefing for Congressional Staff, Washington, DC (November 2002).
- "Making Markets Work Under SMD" Presented at the Electric Power Supply Association's Fall Membership Meeting, Washington, DC (October 2002).
- "How Much Scrutiny is Too Much? How Much Control Can a Market Bear?" Presented at Walking the Beat: FERC as Market Monitor, A Platts Conference, Washington, DC (October 2002).
- "Measuring Market Power in the U.S. Electricity Business," Energy Law Journal 23, No.1 (2002), pp. 51-62.
- "Market Monitoring and Market Power" Presented to the Energy Bar Association, Washington, DC (November 2001).
- "Choosing a Market Power Standard for Market-Based Rates" Presented at the Electric Power Supply Association's State Issues & Summer Membership Meeting, Washington, DC (July 2001).
- "Energy Experts Debate Capping Electricity Prices in California," The NewsHour with Jim Lehrer (May 2001).
- "Price Caps: An Apparent Short-Term Solution That Creates Long-Term Problems" Presented at Energy and Power Risk Management's Annual Conference, Houston, Texas (May 2001).
- "Assuring Restructured Markets are Effectively Competitive" Presented to National Governors' Association, Philadelphia, Pennsylvania (April 2001).
- "Who Lost California?" Presented to Gulf Coast Power Association, Houston, Texas (March 2001).
- "What Lessons Can New England Learn From California's Wholesale Power Markets" Presented at Northeast Energy and Commerce Association's Annual Meeting, Boston, Massachusetts (December 2000).

- “Auction Debate: Last Price v. Pay-as-bid Auction Methods” Moderator and Speaker for the Electric Power Supply Association Regulatory Affairs Committee Meeting (December 2000).
- “Congestion Management: Setting the Stage for Consensus” Moderator and Speaker for the Electric Power Supply Association Regulatory Affairs Committee Meeting (May 2000).
- “Protecting the Consumer by Promoting Competition” Presented at “Trusting Markets-ISO Experiences” a workshop during the Electric Power Supply Association Fall Membership Meeting (October 1999).
- “Renegotiating Power Purchase Agreements When Establishing Competitive Energy Markets” Presented at “Second Generation Issues in the Reform of Public Services” an international conference sponsored by the Inter-American Development Bank (October 1999).
- “Presumptions About Customers That Drive Key Decisions in a Restructured Electricity Business” Presented at the Electric Power Supply Association/Fortune Magazine’s Executive Conference (January 1999).
- “How External Factors Drive the Success of Your Investment and Strategic Decisions” Presented at the Electric Power Supply Association’s Risk Management Conference (December 1998).
- “Assessing Market Power at the Retail Level” Presented at the Electric Power Supply Association’s Summer Membership Meeting (July 1998).
- “The Right Market Power Analysis for Retail Restructuring Proceedings” Presented at the Electric Power Supply Association’s State and Regional Issues Meeting (March 1998).
- “Managing Today’s Significant Risks” Presented at “International Power Project Development and Finance” (February 1998).
- “Managing Today’s Significant Risks” Presented at the Electric Power Supply Association’s Risk Management Conference (December 1997).
- “Managing Risk in a Restructured U.S. Electricity Business” Presented at the Council of Industrial Boiler Owners’ Annual Meeting (October 1997).
- “A Risk Assessment Checklist for Power Project Acquisitions” Presented at “Mitigation Risk for International Power Projects” (July 1997).
- “A Risk Assessment Checklist for International Power Projects” Presented at “Oil and Gas Companies in Global Power Project Development” (January 1997).
- “A Risk Assessment Checklist for International Power Projects” Presented at “Financing Strategies for International IPP Projects” (November 1996).
- “Addressing Municipalization and Bypass Concerns in a Restructured Electricity Business” Presented at EEI Municipalization and Bypass Conference (October 1996).

- "Performance-Based Ratemaking in an Electricity Business Restructured for Competition"
Presented at "Performance-Based Ratemaking for Electric & Gas Utilities" (October 1996).
- "A Risk Assessment Checklist for International Power Projects" Presented at "Neutralizing Risk for International Power Projects" (September 1996).
- "The Right Competitive Strategy For A Restructured U.S. Electricity Business" Presented at "POWER-GEN Americas '95" (December 1995).
- "Practical Lessons Learned from Past Project Failures" Presented at "Risk Mitigation for International Power Projects" (November 1995).
- "The Due Diligence Process: New Views for the Lender and Investor" Presented at "Project Finance Tutorial" (November 1995).
- "State Regulatory Trends" Presented at "Electric Industry Restructuring: Understanding the Implications for the Natural Gas Industry" (October 1995).
- "Summary of State of Competition Opinion Survey" Presented at NARUC Summer 1995 Committee Meeting (July 1995).
- "Spin-Off Services of Retail Competition" Presented at "Giving Customers More Options: The Key to Success in the New Power Market" (May 1995).
- "The Latin American Power Market" Presented at "New Opportunities in the Evolving World Power Market" (November 1994).
- "Transmission Access and Pricing: Evolving Commercial and Regulatory Approaches" Presented at "Competitive Power Congress '94" (June 1994).
- "Section 712: A Surprise Ending" Independent Energy (May/June 1994), pp. 55-59.
- "Non-Traditional Competition For Industrial Loads" Presented to Oglethorpe Power (April 1994).
- "Section 712: Southeast Roundup" Presented at "The Southeast Power Market in a New Age of Competition" Southeast Power Report and Independent Power Report (December 1993).
- "The Emerging Latin American Power Market" Presented at "International Power Market" (December 1993).
- "Structural Change in the Electricity Business" Presented at "Annual Fall Policy Roundtable" Council on Alternative Fuels (November 1993).
- "Power Project Siting and Community Relations: Six Elements of a Win-Win Strategy" (Coauthored) Cogeneration & Resource Recovery (July/August 1993).
- "How to Gain a Competitive Advantage in the Electricity Business" Presented at "Bidding For Power" The Institute For International Research (March 1993).
- "The Energy Policy Act of 1992: Its Effect on Market Opportunities in the Short- and Long-Run" Presented at "Market Opportunities for Utilities in the Energy Policy Act of 1992" Power Engineering and EL&P (February 1993).

- "Natural Gas v. Coal: Comparisons of Cost, Risk, and Environmental Performance" Institute of Public Utilities (December 1992).
- "How to Gain a Competitive Advantage in the Electricity Business" Presented at "Competitive Bidding for Power Contracts" Infocast (May and October 1991; March 1993).
- "Designing a Bidding System to Get the Best Deal for Ratepayers" Presented at "Competitive Bidding for Power Contracts" Infocast (May 1991).
- "Accommodating Renewables in Utility Bidding Systems: Toward a Level Playing Field" Institute of Public Utilities (December 1991).
- "The Successful Independent Power Producer" Presented at "Alternate Energy '90" Council on Alternate Fuels (April 1990).
- "Alternative Approaches to Transmission Access" Institute of Public Utilities (1988).
- "The Coming Boom in Computer Loads" (Coauthored) Public Utilities Fortnightly (December 1986), pp. 30-34.

BOOKS

- "Policy Models and Policymakers: The Case of Industrial Energy Use." In Coal Models and Their Use in Government Planning, pp. 23-36. Edited by James Quirk, Katsuaki Terasawa, and David Whipple. New York: Praeger Publishers, 1982.
- "Coal Substitution." In Energy-Policy Analysis and Congressional Action, pp. 97-113. Edited by Raymond C. Scheppach and Everett M. Ehrlich. Lexington, MA: D.C. Heath and Company, 1982.

CONSULTING REPORTS (PUBLIC ONLY)

- Review of the Taylorville Energy Center's Facility Cost Report. For the Illinois Commerce Commission. Washington, DC, [2010].
- Final Report of the Market Monitor on Potomac Electric Power Company's 2009-2010 Request for Proposals for Full Requirements Wholesale Supply to the District of Columbia's Standard Offer Service Customers. For the District of Columbia Public Service Commission. Washington, DC, [2010].
- Final Report of the Technical Consultant on Delmarva's 2009-2010 Request for Proposals for Full Requirements Wholesale Electric Power Supply to Delaware's Standard Offer Service Customers. For the Delaware Public Service Commission. Washington, DC, [2010].
- The 2009 State of the Market Report, Southwest Power Pool, Inc. as an Advisor to the Southwest Power Pool Board of Directors. Washington, DC, [2010].
- Report of the Commission's Consultant Regarding FirstEnergy's 2009 Standard Service Offer Auction. For the Public Utilities Commission of Ohio. Washington, DC, [2009].
- The Oregon Independent Evaluator's Final Closing Report on PacifiCorp's 2008R-1 Renewables RFP. For the Oregon Public Utility Commission. Washington, DC, [2009].

Annual Final Report on the 2009 BGS FP and CIEP Auctions. For the New Jersey Board of Public Utilities. Washington, DC, [2009].

Final Report of the Market Monitoring Consultant on Potomac Electric Power Company's 2008-2009 Request for Proposals for Full Requirements Wholesale Supply to the District of Columbia's Standard Offer Service Customers. For the District of Columbia Public Service Commission. Washington, DC, [2009].

Final Report of the Technical Consultant on Delmarva's 2008-09 Request for Proposals for Full Requirements Wholesale Supply to Delaware's Standard Offer Service Customers. For the Delaware Public Service Commission. Washington, DC, [2009].

2008 State of the Market Report, Southwest Power Pool, Inc. For the Southwest Power Pool Board of Directors. Washington, DC, [2009].

An Analysis of PacifiCorp's Waiver Request for the Chehalis Power Generating Plant. For the Oregon Public Utility Commission. Washington, DC, [2008].

The Oregon Independent Evaluator's Assessment of PacifiCorp's 2008R-1 Renewables RFP Design. For the Oregon Public Utility Commission. Washington, DC, [2008].

Annual Final Report on the 2008 BGS FP and CIEP Auctions. For the New Jersey Board of Public Utilities. Washington, DC, [2008].

Final Report of the Technical Consultant on Potomac Electric Power Company's 2007-2008 Request for Proposals for Full Requirements Wholesale Supply to the District of Columbia's Standard Offer Service Customers. For the District of Columbia Public Service Commission. Washington, DC, [2008].

Final Report of the Technical Consultant on Delmarva's 2007-08 Request for Proposals for Full Requirements Wholesale Supply to Delaware's Standard Offer Service Customers. For the Delaware Public Service Commission. Washington, DC, [2008].

2007 State of the Market Report, Southwest Power Pool, Inc. For the Southwest Power Pool Board of Directors. Washington, DC, [2008].

The Oregon Independent Evaluator's Assessment of PacifiCorp's 2012 RFP Design, Part One: Evaluation Criteria, Methods and Computer Models. For the Public Utility Commission of Oregon. Washington, DC, [2007].

Final Report of the Technical Consultant on Potomac Electric Power Company's 2006-2007 Request for Proposals for Full Requirements Wholesale Supply to the District of Columbia's Standard Offer Service Customers. For the District of Columbia Public Service Commission. Washington, DC, [2007].

Final Report of the Technical Consultant on Delmarva's 2006-07 Request for Proposals for Full Requirements Wholesale Supply to Delaware's Standard Offer Service Customers. For the Delaware Public Service Commission. Washington, DC, [2007].

Final Report on the 2007 BGS FP and CIEP Auctions and the RECO SWAP RFP. For the New Jersey Board of Public Utilities. Washington, DC, [2007].

April 2007: Monthly Metrics Report. For the Southwest Power Pool (SPP) Energy Imbalance Services (EIS) Market. Washington, DC, [2007].

March 2007: Monthly Metrics Report. For the Southwest Power Pool (SPP) Energy Imbalance Services (EIS) Market. Washington, DC, [2007].

February 2007: Monthly Metrics Report. For the Southwest Power Pool (SPP) Energy Imbalance Services (EIS) Market. Washington, DC, [2007].

2006 State of the Market Report, Southwest Power Pool, Inc. For the Southwest Power Pool Board of Directors. Washington, DC, [2007].

2005 State of the Market Report, Southwest Power Pool, Inc. For the Southwest Power Pool Board of Directors. Washington, DC, [2006].

2004 State of the Market Report, Southwest Power Pool, Inc. For the Southwest Power Pool Board of Directors. Washington, DC, [2005].

Getting the Best Deal for Electric Utility Customers: A Concise Guidebook for the Design, Implementation, and Monitoring of Competitive Power Supply Solicitations in the Electricity Business. For the Electric Power Supply Association. Washington, DC, [2003]. (Pre-publication Draft).

Still Waters Run Deep. For the Electric Power Supply Association. Washington, DC, [2002].

Assessing the "Good Old Days" of Cost-Plus Regulation. For the Electric Power Supply Association. Washington, DC, [2001].

An Initial Analysis of Recent Wholesale Prices, Price Caps and Their Effect on Competitive Bulk Power Markets. For the Electric Power Supply Association. Washington, DC, [2000].

RTOs Must Manage Transmission, Not Power Markets. Facilitated by Boston Pacific for the Electric Power Supply Association. Washington, DC, [2000].

Competing For Global Power Projects: A White Paper on the Role of the Export-Import Bank of the United States and the Overseas Private Investment Corporation in the Global Electric Power Business. For the International Energy Development Council. Washington, DC, [1997].

Stating Their Differences: A Report on State Legislators' Views Concerning Electric Industry Restructuring. Washington, DC: Electric Generation Association, [1996].

The State of Competition: A Survey of State Commissions on Competition in the Electricity Business. Washington, DC: Electric Generation Association, [1995].

What Contribution Can Environmental Valuation Make to the Cost Competitiveness of Renewables in Current Bidding Systems for the Electricity Business? A Sourcebook for State Regulatory Commissions. For the Global Change Division, U.S. Environmental Protection Agency, [June 1991].

Electric Resources and Environmental Impacts. For the California Legislature's Joint Committee on Energy Regulation and the Environment. Sacramento, CA, [1990].

An Analysis of the Transmission Access and Pricing Policies of State Governments. Washington, DC: Boston Pacific Company, Inc., [1989].

Office Productivity Tools for the Information Economy: Possible Effects on Electricity Consumption. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, [October 1988].

Competitive Procurement of Generating Capacity: Summary of Procedures in Selected States. For Office of Technology Assessment, U.S. Congress. Washington, DC: Boston Pacific Company, Inc., [1988].

Competitive Bidding in the Electricity Business: An Analysis of State Bidding Programs for QFs. Washington, DC: Boston Pacific Company, Inc., [1987].

Key Demographic Events for a Long-Term Forecast of Economic and Market Conditions. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, [Working Paper 1985].

Transition to an Information Economy: Implications for the Electric Utility Industry. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, [Working Paper 1984].

Coal Use by Industry: Forecasts and Analysis. Washington, DC: ICF Incorporated, [1982].

Prospects for Synthetic Fuels: Selected Topics. Washington, DC: ICF Incorporated, [1981].

A Policy Paper on the Environmental Consequences of the Emerging Synfuels Industry. Washington, DC: ICF Incorporated, [1980].

Methanol from Coal: Prospects and Performance as a Fuel and as a Feedstock. Washington, DC: ICF Incorporated, [1980].

A Report to the President's Commission on Coal: Possible Findings and Policy Recommendations for Hastening the Substitution of Coal for Imported Oil. Washington, DC: ICF Incorporated, [1979].

CONGRESSIONAL REPORTS

A Strategy for Oil Proliferation: Expediting Petroleum Exploration and Production in Non-OPEC Developing Countries. Washington, DC: The Congressional Budget Office, [1979].

Replacing Oil and Natural Gas with Coal: Prospects in the Manufacturing Industries. Washington, DC: The Congressional Budget Office, [1978].

President Carter's Energy Proposals: A Perspective (coauthored). Washington DC: The Congressional Budget Office, [1977].

Financing Waterway Development: The User Charge Debate. Washington, DC: The Congressional Budget Office, [1977].

Alton Locks and Dam: A Review of the Evidence. Washington, DC: The Congressional Budget Office, [1976].

DISSERTATION

Coal Use by Industry and the Associated Air Pollution Emissions in the Period From 1980 to 2000
Under Alternative Market and Regulatory Conditions. Madison, WI: University of
Wisconsin.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3669-2008 / Phase 2

**RÉPONSES D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING (« EBM »)
AUX ENGAGEMENTS NUMÉROS 10 À 14
SOUSCRITS LORS DE L'AUDIENCE DES 20 ET 21 AVRIL 2011**

Le 6 mai 2011

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 21 avril 2011, volume 22, page 123

ENGAGEMENT #10 : Fournir copie du mandat donné à monsieur Roach en relation avec la préparation du rapport déposé dans le cadre de la Phase 2.

RÉPONSE EBM-R.10: We include herewith copy of extracts of an Agreement entered between Brookfield Energy Marketing Inc. and Boston Pacific Company Inc. Only the references to the mandate are offered and the rest of the document has been deleted since it does not answer the undertaking.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 21 avril 2011, volume 22, page 135

ENGAGEMENT #11 : Provide the list of translations given to Mr. Roach by Brookfield prior to September 28, 2010 on which he relied for purposes of his report.

RÉPONSE EBM-R.11: In addition to the documents referred to in Mr. Roach's report and the documents referred to specifically by Mr. Roach during his testimony of April 21, 2011 pertaining to HQT's evidence, he was namely provided with the following documents prior to his report:

HQT-1, document 1 révisé (the portion on planning and the coordination of ATCS were verbally translated), HQT-2, document 2 révisé, HQT-4, document 1 révisé, HQT-8, document 6.1, HQT-15, document 2, HQT-16, document 2, HQT-17, document 2, HQT-18, document 2, HQT-19, document 2, HQT-20, document 2, HQT-21, document 1, HQT-22, document 2, HQT-23, document 2, HQT-24, document 2, HQT-25, document 2, HQT-26, document 1, HQT-27, document 1,

For HQT-29, the English portions were reviewed : HQT-29, document 2 révisé, HQT-29, document 3 révisé, HQT-29, document 3.1, HQT-29, document 3.4, HQT-29, document 5 révisé, HQT-29, document 6 révisé, HQT-29, document 7.

He was also provided with a copy of the evidence of William K. Marshall "Hydro Quebec Tariff Relative to FERC Order 890" of June 10, 2009 (with attachments), copy of the report of Mr. Sinclair of NLH (version of June 10, 2009).

He has also consulted other FERC orders or documents not referenced in the report no. 888, 693, 729, 729A, 729B, FERC Order on SPP's Integrated Transmission Plan (ITP), Order Conditionally Accepting Tariff Revisions, 7/15/10, FERC, Order No. 890 Transmission Planning Process Staff White Paper, 8/2/07, NERC MOD, Standard MOD-001-1 Available Transmission System Capability. NERC MOD, Standard MOD-008-1-TRM Calculation Methodology.

He was provided with certain translations: EBMI's written evidence (C-6-29, C-6-30) and Decision D-2010-84 in file R-3715-2009.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 21 avril 2011, volume 22, page 137

ENGAGEMENT #12 : Verify if Mr. Roach was physically present at the hearings on October 18, 19, 20, 21 and 22, 2010 and February 10th and 11th, 2011.

RÉPONSE EBM-R.12: Mr. Stuart Rein of Boston Pacific Company Inc. was present at the hearing of October 18 and 19, 2010 and was provided with a copy of Mr. Hanser's PowerPoint presentation.

Mr. Roach was not present from October 20 to 22, 2010. He was provided with the transcripts of October 20, 21 and 22, 2010 and Mr. Rose's PowerPoint presentation.

Mr. Roach was not present on February 10 and 11, 2011. He was provided with the transcripts of February 11, 2011.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 21 avril 2011, volume 22, page 138

ENGAGEMENT #13 : In the event Mr. Roach was not physically present at the hearings of October 18, 19, 20, 21 and 22, 2010 and February 10 and 11, 2011, verify whether he received translations of the transcripts of the testimonies given in French.

RÉPONSE EBM-R.13: Mr. Roach was not provided with translations of the transcripts of the testimony given in French.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 21 avril 2011, volume 22, page 152

ENGAGEMENT #14 : Fournir copie de la version traduite de C-6-73 obtenue par monsieur Roach au soutien de la préparation de sa présentation.

RÉPONSE EBM-R.14: We are including copy of a draft translation.

ENGAGEMENT EBM-R.10

AGREEMENT

1. This is an Agreement between Brookfield Energy Marketing, Inc. ("Brookfield") and Boston Pacific Company, Inc. ("Boston Pacific") through which Boston Pacific will provide services as an independent expert in support of Energie Brookfield Marketing Inc.'s Complaint and Rate Case proceedings. This Agreement covers work performed by Boston Pacific for Brookfield commencing March 8, 2010 through anticipated completion of the project by June 2011.
2. The scope and the timing of Boston Pacific's work will be defined by Brookfield from time to time and communicated to Boston Pacific verbally or in writing. The primary scope of work includes preparation of Expert Reports, reviewing other Expert Reports, answering and submitting information requests, and appearance for cross examination. The work will be done primarily by Craig R. Roach, Ph.D., a Principal; Stuart Rein and Vincent Musco, Project Managers; and Andrew Gisselquist, a Senior Consultant.
- 3.
- 4.
- 5.
- 6.

Acknowledged and agreed:

Brookfield Energy Marketing, Inc.

By: _____

Name: _____

Title: _____

Date: _____

Boston Pacific Company, Inc.

By: Craig R. Roach

Name: CRAIG R. ROACH

Title: President

Date: 12-17-10

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3669-2008 / Phase 2

**RÉPONSES D'ENERGIE BROOKFIELD MARKETING (« EBM »)
AUX ENGAGEMENTS NUMÉROS 1 À 9
SOUSCRITS LORS DE L'AUDIENCE DES 20 ET 21 AVRIL 2011**

Le 5 mai 2011

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 20 avril 2011, volume 21, page 115

ENGAGEMENT #1 : Confirmer que le reste de l'électricité produite par Énergie La Lièvre est vendue à Énergie Renouvelable Brookfield jusqu'en 2019 selon la représentation faite dans la notice annuelle.

RÉPONSE EBM-R.1 : Sous réserve de l'objection formulée à l'égard de cette question, nous le confirmons.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 20 avril 2011, volume 21, page 119

ENGAGEMENT #2 : Confirmer l'entité qui fait la programmation des quantités d'électricité injectées sur le réseau de TransÉnergie.

RÉPONSE EBM-R.2 : Tel qu'il appert de la Convention de service produite et du document « Schedule Details » (pièce B-211 produite en liasse), l'entité en question est Énergie Brookfield Marketing sec/Énergie Brookfield Marketing LP (ci-après « EBM »). La réponse a également été fournie par le panel, notes sténographiques, 20 avril 2011, Volume 21, pp. 152-153. Nous vous référons également à la réponse à l'engagement 3 sous réserve de l'objection formulée.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 20 avril 2011, volume 21, page 125

ENGAGEMENT #3 : Indiquer où se trouve EBM SEC dans la notice annuelle du 31 mars 2011; indiquer si EBM existe à ce jour; confirmer qui est le client de TransÉnergie. Compléter le diagramme apparaissant à la notice annuelle du 31 mars 2011.

RÉPONSE EBM-R.3 : Sous réserve de l'objection formulée, nous fournissons la réponse suivante.

À la page 1, dernier paragraphe, de la notice annuelle d'Énergie renouvelable Brookfield Inc. (pièce B-209), on peut lire :

« Tous les renvois à la société ou à Énergie renouvelable Brookfield visent Énergie renouvelable Brookfield, y compris ses sociétés remplacées et ses filiales consolidées, sauf si le contexte l'exige autrement. Tous les renseignements sont donnés en date du 31 décembre 2010, à moins d'indication contraire. »

Ainsi, la notice annuelle prévoit que la référence à Énergie renouvelable Brookfield Inc. inclut ses filiales. Or, Énergie renouvelable Brookfield Inc. détient 100% de Énergie Brookfield Marketing Inc. (« EBMI ») et 100% de Énergie Brookfield Marketing sec/Énergie Brookfield Marketing LP (« EBM »). EBMI existe toujours comme entité, elle est l'associé-gérant de EBM. EBMI a cédé toutes ses activités d'achats et de vente d'électricité à EBM suite à une

récente réorganisation. Le client actuel du service de transport est EBM et le Transporteur est au courant de la situation pour avoir consenti à certains transferts de convention.

À la page 2 de la notice annuelle d'Énergie renouvelable Brookfield Inc., dans l'organigramme et sous « Commerces et autres activités », on voit la référence à EBMI (version anglaise « Brookfield Energy Marketing Inc. ») ainsi qu'à EBM (version anglaise « Brookfield Energy Marketing LP »). Ainsi, contrairement à ce qui a pu être représenté, il n'y a pas lieu de compléter l'organigramme de la notice annuelle.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 20 avril 2011, volume 21, page 204

ENGAGEMENT #4 : Communiquer les communications définissant le mandat de monsieur Marshall.

RÉPONSE EBM-R.4 : A service agreement was entered into between Brookfield Energy Marketing Inc. and WKM Energy Consultants Inc. This agreement is not offered since it does not answer the undertaking. However, Appendix A of this service agreement describes the mandate. In answer to this undertaking, only extracts of Appendix A pertaining to the mandate is submitted.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 20 avril 2011, volume 21, page 223

ENGAGEMENT #5 : Indiquer les parties de l'ordonnance 739 dont monsieur Cormier a pris connaissance aux fins de son témoignage.

RÉPONSE EBM-R.5 : Monsieur Cormier a lu l'ordonnance 739 de la FERC jusqu'au paragraphe 43 inclusivement.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 21 avril 2011, volume 22, page 27

ENGAGEMENT #6 : Vérifier s'il y a eu une demande de service auprès de Northeast Utilities pour du transport ferme ou conditionnel ferme pour 200 mégawatts pour une durée de 40 ans en juillet 2010.

RÉPONSE EBM-R.6 : Nous joignons copie de la confirmation de cette demande du 7 juillet 2010 qui réfère à une manifestation d'intérêt du 9 juillet 2008.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 21 avril 2011, volume 22, page 40

ENGAGEMENT #7 : Vérifier aux listes fournies par le Transporteur et informer s'il y a ou pas de participant inscrit comme un représentant de Brookfield.

RÉPONSE EBM-R.7 : Nous référons à la réponse fournie aux pages 147 et 148 des notes sténographiques du 21 avril 2011. Monsieur Raymond Coxé de la firme Mosaic Energy Insights était présent à titre de consultant de Brookfield. Il s'agit d'un consultant qui agit pour Brookfield depuis juillet 2008 et dont son mandat était notamment de participer et de faire rapport quant aux activités du ISO-NE, incluant les rencontres du Planning Advisory Committee et du Economic Studies Process Working Group.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 21 avril 2011, volume 22, page 74

ENGAGEMENT #8 : Vérifier si Brookfield a fait des demandes d'études exploratoires en vertu de l'article 12A.5 des Tarifs et conditions avant 2008.

RÉPONSE EBM-R.8 : Selon les vérifications effectuées à ce jour, la réponse est négative.

RÉFÉRENCE : Notes sténographiques, 21 avril 2011, volume 22, page 75

ENGAGEMENT #9 : Vérifier si Brookfield a déjà participé au processus d'audience du BAPE relativement au développement de projets soumis par TransÉnergie.

RÉPONSE EBM-R.9 : Selon les vérifications effectuées à ce jour, Brookfield aurait été convoqué dans le cadre du dossier de la ligne Grand Brûlé/Vignan.

ENGAGEMENT EBM-R.4



APPENDIX "A"

SERVICES AND REMUNERATION

Subject to the terms and conditions of the Agreement between Brookfield Energy Marketing Inc. (Brookfield) and WKM Energy Consultants Inc ("Consultant") dated April 28, 2009 and any amendments thereto, the Parties agree to the following:

1. Description of Services to be rendered by Consultant

Consultant shall provide the following Services over the term of the Agreement:

- Provide general advice to Brookfield as requested concerning market and tariff issues of interest
- Participation as an expert witness in the hearing process before the Regie in Montreal regarding the Phase 2 hearing of Hydro Quebec's application for changes to the Open Access Transmission Tariff ("OATT"). Such participation to include:
 - Consultation with Brookfield personnel (including external counsel) regarding OATT and market issues and possible approaches for evidence preparation and cross examination
 - Preparation of evidence on energy imbalance, planning processes, interpretation of tariff wording, and FERC Orders 890, 890-A and 890-B.
 - Testimony in defense of the evidence submitted

Services are to be rendered by William K Marshall over the course of the hearing process initiated by the March 6, 2009 decision of the Regie and which is expected to conclude by summer 2009.

This description is not intended to be a complete list of all duties and may be subject to change upon agreement by both Parties from time to time.



2. Remuneration

ENGAGEMENT EBM-R.6

Notice of Non-Conforming Transmission Service Request

On July 7, 2010, Northeast Utilities Service Company received a transmission service request from a prospective customer that, due to the nature of the request, cannot be posted on the NU OASIS under the OATI protocols. This notice contains the relevant information with respect to that request.

Customer:	Brookfield Energy Marketing Inc.
Service:	Long-term firm point-to-point transmission service over the proposed HVDC interconnection facilities summarily described in the Declaratory Order issued by FERC in Docket No. EL09-20 Alternatively, if firm should not be available for all hours during the term of the request, long-term conditional firm point-to-point transmission service over the same described facilities
MWs:	200 MW
Term:	Forty (40) years from commercial operation of the described facilities
Path/POR/POD:	Path - Proposed HVDC interconnection facilities summarily described in the Declaratory Order issued by FERC in Docket No. EL09-20 POR - Border between Quebec and ISO-NE control areas POD - To be determined location in New Hampshire
Request received:	July 7, 2010 (also referencing Brookfield Energy Marketing Inc. July 9, 2008 letter expressing interest in firm long-term transmission rights over proposed project between Quebec and the State of New Hampshire as described at ISO-NE meeting)

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

CAUSE TARIFAIRE 2009
DE TRANSÉNERGIE

DOSSIERS R-3669-2008, PHASE 2

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Transporteur (TransÉnergie)

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

**EXAMEN DES MODIFICATION AUX TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES
DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC
FAISANT SUITE AUX ORDONNANCES 890 ET 890A DE LA FERC**

RAPPORT D'EXPERTISE

Jean-Claude Deslauriers, ing.
Jacques Fontaine

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 11 juin 2009
Version révisée le 23 septembre 2010

*Pièce SÉ-AQLPA-4 - Document 1 (v.r.)
Examen de modifications aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec,
faisant suite aux Ordonnances 890 et 890A de la FERC*

*Rapport d'expertise de Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine
Préparé pour Stratégies Énergétiques et l'AQLPA*

manière à permettre de maximiser l'usage des équipements existants, tout en assurant un équilibre entre cette maximisation et le niveau acceptable de fiabilité devant être maintenu.

RECOMMANDATION NO. 1 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver l'ajout, aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, d'un service de transport point à point ferme conditionnel, tel que proposé par Hydro-Québec (TransÉnergie) aux articles 1.15, 14.7, 15.4, 19.1, 19.3, 27, 32.3 et 40.3.

RECOMMANDATION NO. 2 :

Afin d'encadrer les cas où le service de point à point ferme conditionnel est offert à titre temporaire transitoire, nous recommandons à la Régie de l'énergie, de requérir à l'article 15.4 des *Tarifs et conditions* que la durée maximale de la période temporaire transitoire soit spécifiée à la convention-client, en étant évidemment sujette à un mécanisme de prolongation en cas de retard dans la mise en service des ajouts attendus.

3.2 LE SERVICE FERME CONDITIONNEL ET LA CAPACITÉ DE TRANSIT

Il est nécessaire, selon notre compréhension, que la Régie détermine préalablement si elle accepte l'ajout du nouveau service de point à point ferme conditionnel, avant de fixer la méthodologie de détermination et les règles de publication de la capacité de transit, que nous examinons plus loin.

La méthodologie de la capacité de transit prévoit en effet déjà, selon la proposition d'Hydro-Québec à l'Appendice C-1, la publication de deux capacités de transit par chemin et par horizon, l'une pour le service ferme (après avoir tenu compte de la marge de fiabilité requise), l'autre pour le service non ferme (avec une marge de fiabilité réduite ou même, selon Hydro-Québec, sans marge de fiabilité, ce que nous commentons plus loin). Si un nouveau service de transport ferme conditionnel devait voir le jour, il deviendrait alors souhaitable d'établir et de publier également la capacité de transit disponible sur les interconnexions pour un tel service (avec une marge moins grande de fiabilité que pour le service ferme inconditionnel mais plus grande que pour le service non ferme).

Nous réalisons certes qu'il n'existera pas de service de transport ferme conditionnel unique, mais une panoplie de ceux-ci, basée sur une diversité de fréquences d'interruption possible. Nous proposons donc qu'une liste de deux ou trois types de services de transport ferme conditionnel soit établie (selon les conditions de réseau dont on accepterait de ne pas s'être prémuni ou selon le nombre maximal d'heures d'interruption accepté annuellement).

L'information quant à la capacité de transit disponible par chemin et par horizon serait alors calculée et publiée pour chacun d'eux. Nous traiterons de cette question en section 4 du présent rapport.

RECOMMANDATION NO. 3 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie qu'une liste de deux ou trois types de services de transport ferme conditionnel soit établie par le Transporteur (selon les conditions de réseau dont on accepterait de ne pas s'être prémuni ou selon le nombre maximal d'heures d'interruption accepté annuellement). L'information quant à la capacité de transit disponible par chemin et par horizon serait alors calculée et publiée pour chacun d'eux.

3.3 LE SERVICE FERME CONDITIONNEL ET LA PLANIFICATION DU RÉSEAU

TransÉnergie explique le processus qu'elle propose pour traiter les demandes de service d'un client, lorsqu'un service de point à point ferme conditionnel est envisagé :

Après réception de l'étude d'impact, le client désirant un service ferme conditionnel doit déterminer laquelle des deux options proposées par le Transporteur s'appliquera, les conditions spécifiques de réseau ou le nombre d'heures préétabli. Dans le cas d'une période transitoire, en attendant que les ajouts au réseau soient complétés, l'option choisie sera la même pour toute la durée de la période transitoire. Dans le cas d'une période indéterminée, parce que le client aura refusé que les ajouts au réseau requis soient effectués par le Transporteur, les conditions de réseau ou le nombre d'heures seront réévalués aux deux ans par le Transporteur. En raison de la nature même du service ferme conditionnel, le Transporteur n'effectue aucun ajout au réseau pour éviter la modification des conditions ou l'augmentation du nombre d'heures pendant lesquelles le service peut être réduit à la suite de la réévaluation et le Transporteur peut mettre fin au service s'il ne peut l'assurer en toute fiabilité. Dans l'une ou l'autre de ces éventualités, le client peut mettre fin au service.

L'article 15.4 prévoit également que si le Transporteur ne peut offrir le service de transport point à point de long terme demandé par le client, le Transporteur évaluera également la possibilité que ce dernier offre une nouvelle répartition des ressources situées dans la zone de réglage comme une alternative aux ajouts au réseau qui seraient requis pour offrir le service de transport ferme à long terme. [...]

4

**LES RÈGLES DE CALCUL ET DE PUBLICATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSFERT
DISPONIBLE (APPENDICE C-1)**

Hydro-Québec indique que la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis (FERC) demande aux transporteurs plus de détail et de cohérence dans les composantes du calcul de la capacité de transfert disponible (*available transfer capability*, ou ATC), de certaines données utilisées et des hypothèses de modélisation. De plus, la FERC demande l'affichage d'algorithmes reliés au calcul de l'ATC.

Afin d'harmoniser et d'assurer la réciprocité de ses conditions de transport avec celles des transporteurs américains assujettis à la FERC, Hydro-Québec propose l'ajout aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* d'un nouvel Appendice C-1, lequel remplacera l'Appendice C actuel, à compter de la date où un nouveau site OASIS sera en service suivant l'article 44.2.

Nous étudions ci-après chacune des composantes de cet Appendice C-1. Nos commentaires et recommandations sont énoncés dans la colonne de droite du tableau :

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
0 (1) Affichage sur OASIS	APPENDICE C-1 Méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible Le Transporteur offre les services de transport de point à point sur ses interconnexions avec les réseaux voisins. Le site OASIS du Transporteur affiche les données relatives aux capacités de transfert des interconnexions pour des périodes futures données. Chacune des interconnexions y est indiquée comme un chemin relié au point HQT qui représente l'ensemble des points de réception sur le réseau du Transporteur, sauf les interconnexions elles-mêmes.	Le site OASIS devrait selon nous comporter les données suivantes, pour chaque chemin, chaque horizon considéré et chaque service (service ferme, service non ferme et, ce qui est nouveau, une liste d'options de services fermes conditionnels – Voir nos commentaires dans la section 3.2 du présent rapport) : • La TTC (avant marge de fiabilité), • La TTC fiable, c'est-à-dire après soustraction de la marge de fiabilité mais avant soustraction des capacités réservées et engagements, • L'ATC. De plus, comme la FERC le prévoit dans ses Ordonnances 890 et 890A, les clients du Transporteur devraient avoir accès aux données utilisées dans les calculs de ces capacités de transfert, sous réserve de la protection raisonnable des données confidentielles. Voir à ce sujet nos commentaires dans la section 6 du présent rapport. RECOMMANDATION N° 4 : Nous proposons donc de modifier le texte comme suit : <i>Le Transporteur offre les services de transport de point à point sur ses interconnexions avec les réseaux voisins. Le site OASIS du Transporteur affiche les données</i>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
		relatives aux capacités de transfert <u>totales brutes, aux capacités de transfert totales nettes fiables et aux capacités de transfert disponibles pour chacune</u> des interconnexions pour des périodes futures données <u>et pour les services ferme, non ferme et pour une liste d'options de services fermes conditionnels</u>. Chacune des interconnexions y est indiquée comme un chemin relié au point HQT qui représente l'ensemble des points de réception sur le réseau du Transporteur, sauf les interconnexions elles-mêmes. <u>Le Transporteur permet également aux intéressés l'accès aux données utilisées dans les calculs de ces capacités de transfert, sous réserve de la protection raisonnable des données confidentielles.</u>
0 (2) Lignes directrices et principes	Les lignes directrices et les principes suivants sont suivis pour évaluer la capacité de transfert disponible ("Available Transfer Capability" - ATC) : (a) les pratiques usuelles des services publics; (b) les critères et les lignes directrices du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et du North American Energy Standards Board (NAESB); (c) les critères et directives applicables du Transporteur.	Voir nos commentaires en section 5 du présent rapport.

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
0 (3) Définition générale de la TTC	La capacité de transfert disponible est la portion de la capacité de transfert totale ("Total Transfer Capability" - TTC) qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau ("Transmission ReliabilityMargin" - TRM) et des exigences pour : (a) satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources aux clients de charge locale; (b) satisfaire aux obligations des contrats existants en vertu desquels le service de transport est fourni; (c) satisfaire aux obligations des demandes de service de transport acceptées.	Cette définition est incomplète par rapport à ce que dit la suite de l'Appendice C-1. Elle devrait se lire comme suit. RECOMMANDATION N° 5 : <u>La capacité de transfert disponible sur un chemin et à un horizon donné, pour un service donné est la portion de la capacité de transfert totale ("Total Transfer Capability" - TTC) de ce chemin qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau ("Transmission ReliabilityMargin" - TRM) à cet horizon et pour ce service</u> et des exigences pour : (a) satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources aux clients de charge locale; (b) satisfaire aux obligations des contrats existants en vertu desquels le service de transport est fourni; (c) satisfaire aux obligations des demandes de service de transport acceptées; <u>d) satisfaire la capacité réservée pour les droits de renouvellement associés aux services de transport long terme ferme, la capacité réservée en vertu de droits acquis et la capacité réservée en vertu d'autres types de services de transport.</u>

Pièce SÉ-AQLPA-4 - Document 1 (v.r.)

Examen de modifications aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, faisant suite aux Ordonnances 890 et 890A de la FERC

Rapport d'expertise de Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine
Préparé pour Stratégies Énergétiques et l'AQLPA

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
0 (4) Quatre horizons de capacité ferme et non ferme	La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons annuel et mensuel comprend une provision de 5 % de la durée pour tenir compte de l'entretien planifié des équipements et d'autres événements prévus pouvant occasionnellement réduire l'offre de capacité de transfert ferme. La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons hebdomadaire et journalier est prévue être disponible à chacune des heures de l'horizon considéré. La capacité de transfert non ferme offerte par le Transporteur est la valeur maximale disponible sur l'horizon considéré.	Le taux de 5 % d'interruption planifiée devrait selon nous être un intrant (donnée) fournie par le Transporteur à la suite d'étude de réseau le validant. Le taux de 5 % ne doit pas être une règle posée <i>a priori</i> dans la méthode. Ce taux est susceptible de varier dans le temps, tel que montré par la Stratégie du Transporteur de pérennité du réseau. RECOMMANDATION N° 6 : Nous recommandons de remplacer comme suit le 1^{er} paragraphe de ce texte (qui est le 4^e paragraphe de l'Appendice C-1) : <i>La capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons annuel et mensuel comprend une provision de 5 %, indiquée par le Transporteur sur son site OASIS, d'un certain pourcentage de la durée pour tenir compte de l'entretien planifié des équipements et d'autres événements prévus pouvant occasionnellement réduire l'offre de capacité de transfert ferme.</i>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
1 (1) Équations pour le calcul de la capacité de transfert aux horizons prévisionnels	1. Équations de base pour le calcul de la capacité de transfert: <i>Horizon prévisionnel</i> $\text{ATCferme} = \text{TTC} - \text{ETCferme} - \text{CBM} - \text{TRMferme} + \text{PBR}$ $\text{ATCnon ferme} = \text{TTC} - \text{ETCferme} - \text{ETCnon ferme} - \text{CBM} - \text{TRMnon ferme} + \text{CF} + \text{PBR}$ $\text{ETCferme} = \text{QCRD} + \text{QCRNDferme} + \text{NITSferme} + \text{PTPferme} + \text{ROR} + \text{GFferme} + \text{OSferme}$ $\text{ETCnonferme} = \text{QCRNDnonferme} + \text{NITSnonferme} + \text{PTPnon ferme} + \text{GFnon ferme} + \text{OSnon ferme}$	La proposition d'Hydro-Québec ne prévoit pas afficher les ATC ni les ETC de services fermes conditionnels. Nous proposons que les ATC et les ETC d'une liste de services fermes conditionnels soient calculés et affichés. De plus, pour fournir une information plus utile aux usagers, nous proposons d'afficher les TTC fiables, c'est-à-dire le TTC moins la marge de fiabilité (TRM) applicable à chaque cas. L'avantage de notre proposition quant aux TTC fiables est de fournir l'information quant à la capacité de transfert totale réellement disponible (avant réservations et obligations mais après soustraction de la marge de fiabilité) pour un niveau de service donné RECOMMANDATION N° 7 : Nous proposons de reformuler ce texte comme suit : <u>Pour chacun des horizons prévisionnels</u> <u>A. Les ATC</u> $\text{ATCferme} = \text{TTC} - \text{ETCferme} - \text{CBM} - \text{TRMferme} + \text{PBR}$ <u>Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : ATCferme conditionnel = TTC - ETCferme - ETC fermes conditionnels jusqu'au niveau énoncé - CBM - TRM ferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé + CF + PBR</u>

		ATCnon ferme = TTC – ETCferme- ETCnon ferme – CBM – TRMnon ferme + CF + PBR <u>B. Les TTC fiables</u> <u>Pour chacun des services ferme, non ferme et la liste des services fermes conditionnels :</u> <u>TTCfiable = TTC - TRM jusqu'au niveau de service énoncé</u> <u>C. Les ETC</u> ETCferme = QCRD + QCRNDferme + NITSferme + PTPferme + ROR + GFferme + OSferme <u>Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : ETCferme conditionnel = PTPferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé + GFferme conditionnel + OSferme conditionnel</u> ETCnonferme = QCRNDnonferme + NITSnonferme + PTPnon ferme + GFnon ferme + OSnon ferme
1 (2) Équations pour le calcul de la capacité de transfert en temps réel	<i>Horizon temps réel</i> ATCferme = TTC – ETCferme – CBM – TRMferme + PBR ATCnon ferme = TTC – ETCferme - ETCnon ferme – CBM – TRMnon ferme + CF + PBNS + PBR ETCferme = QCRD + QCRNDferme + NITSferme + PTPferme + GFferme + OSferme ETCnon ferme = QCRNDnon ferme +	Nous proposons, pour l'horizon en temps réel, les mêmes changements que ceux apportés au paragraphe précédent pour les horizons prévisionnels. Bien que nous ayons maintenu ici les équations distinctes proposées par le Transporteur, il est à noter que les ATC en temps réel de tous les services auraient tendance à être identiques : RECOMMANDATION N° 8 : Nous proposons de reformuler ce texte comme suit :

	NITsnon ferme + PTPnon ferme + GFnon ferme + OSnon ferme	<u>Pour l'horizon en temps réel</u> <u>A. Les ATC</u> ATCferme = TTC – ETCferme – CBM – TRMferme + PBR <u>Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : ATCferme conditionnel = TTC – ETCferme – ETC fermes conditionnels jusqu'au niveau énoncé – CBM –TRM ferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé + PBR</u> ATCnon ferme = TTC – ETCferme- ETCnon ferme – CBM – TRMnon ferme + PBNS + PBR <u>B. Les TTC fiables</u> <u>Pour chacun des services ferme, non ferme et la liste des services fermes conditionnels :</u> <u>TTCfiable = TTC - TRM jusqu'au niveau de service énoncé</u> <u>C. Les ETC</u> ETCferme = QCRD + QCRNDferme + NITSferme + PTPferme + GFferme + OSferme <u>Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : ETCferme conditionnel = PTPferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé + GFferme conditionnel + OSferme conditionnel</u> ETCnonferme = QCRNDnonferme + NITSnonferme + PTPnon ferme + GFnon ferme + OSnon ferme
--	---	--

Pièce SÉ-AQLPA-4 - Document 1 (v.r.)

Examen de modifications aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec,
faisant suite aux Ordonnances 890 et 890A de la FERC

Rapport d'expertise de Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine
Préparé pour Stratégies Énergétiques et l'AQLPA

		L'avantage de notre proposition quant à une TTC fiable est de fournir l'information quant à la capacité de transfert totale réellement disponible (avant réservations et obligations) pour un niveau de service donné.
1 (3) Définitions des acronymes dans les équations	Où: ATC: "Available Transfer Capability" Capacité de transfert disponible. TTC: "Total Transfer Capability" Capacité de transfert totale telle que définie à la section 3a. ETC: "Existing Transmission Commitments" Quantité de services de transport déjà engagés telle que définie à la section 3b. CBM: "Capacity Benefit Margin" Marge bénéficiaire de capacité telle que définie dans la section 3e. TRM: "Transmission Reliability Margin" Marge de fiabilité du réseau telle que définie à la section 3d. CF: "Counterflows" Programmes sur le (les) chemin(s) inverse(s) impliqués. PBNS: "Postbacks – Non Scheduled" Portion de l'ETC non programmée réofferte en capacité non ferme. PBR: "Postbacks – Redirects" Portion de la PTPferme déplacée par un client vers un autre chemin et réofferte sur le chemin d'origine. QCRD: "Québec Ressource Désignée" Capacité réservée par le Distributeur en ressource désignée pour la charge	

	locale du Québec. QCRNDferme: "Québec Ressource non désignée" Capacité réservée par le Distributeur en ressource non désignée pour la charge locale du Québec. QCRNDnon ferme: "Québec Ressource non désignée" Capacité réservée par le Producteur en ressource non désignée pour la charge locale du Québec. NITS: "Network Integration Service" Capacité réservée pour le service en réseau intégré. PTP: "Point To Point" Capacité réservée pour les services de transport point à point confirmés. ROR: "Roll-over Rights" Capacité réservée pour les droits de renouvellement associés aux services de transport long terme ferme. GF: "Grandfathered" Capacité réservée en vertu de droits acquis. OS: "Other Services" Capacité réservée en vertu d'autres types de services de transport.	
--	---	--

```

graph LR
    subgraph "Arquitetura de Software"
        subgraph "Aplicativo"
            CA[Controle de Acesso]
            PT[Processamento de Transações]
            PR[Processamento de Relatórios]
        end
        subgraph "Banco de Dados"
            DP[Dados de Produto]
            DC[Dados de Cliente]
            DF[Dados de Fornecedor]
        end
        subgraph "Interface"
            TL[Tela de Login]
            TC[Tela de Cadastro]
            TT[Tela de Consulta]
        end
    end

    subgraph "Arquitetura de Hardware"
        subgraph "Servidor"
            SO1[Sistema Operacional]
            SBD[Sistema de Banco de Dados]
        end
        subgraph "Cliente"
            SO2[Sistema Operacional]
            AP[Aplicativo]
        end
        subgraph "Rede"
            R[Roteador]
            S[Switch]
        end
    end

    CA --> SBD
    PT --> SBD
    PR --> SBD
    TL --> AP
    TC --> AP
    TT --> AP
    AP --> SBD
    SBD --> AP
    SBD --> R
    R --> S
    S --> AP
    AP --> SO2
    SO2 --> AP
  
```

3. Composantes de la capacité de transfert

a. Capacité de transfert totale (TTC):

i) La TTC est la quantité de puissance qui peut être transférée sur une interconnexion de façon à ce que, suite à un événement, la stabilité du réseau de transport soit maintenue et de façon à ce que les limites de tension et de capacité thermique soient respectées, conformément aux règles et pratiques du Transporteur et aux lignes directrices du NPCC et de la NERC. Les TTC sont évaluées à la frontière des installations du Transporteur.

Les TTC anticipées sur un chemin sont toujours égales ou inférieures à la capacité de transfert de référence de ce chemin (TTCréf: valeur maximale de la TTC démontrée comme réalisable et sécuritaire).

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
3.a.ii	ii) Pour évaluer la TTC, le Transporteur détermine par simulations informatiques en temps différé les limites d'exploitation de son réseau de transport selon une série spécifique de conditions d'exploitation. Une limite d'exploitation est alors établie pour chacune des conditions d'exploitation envisagées. Par la suite, les conditions d'exploitation présumées durant la période d'analyse sont confrontées aux limites préalablement établies. Les TTC spécifiques à une période donnée sont calculées selon les conditions d'exploitation du réseau anticipées pour cette période. Les TTCréf sont coordonnés avec le réseau voisin lors de la conception des installations et réévaluées annuellement en exploitation. La capacité de transfert d'un réseau voisin affecte les quantités de puissance pouvant être transférées par les interconnexions. À l'exception des équipements des interconnexions dont la propriété est partagée entre le Transporteur et le transporteur du réseau voisin, les paramètres externes au Transporteur (retraits d'équipements, conditions d'exploitation et limites de réseau) qui influencent les capacités de transfert des réseaux voisins peuvent être considérés dans le calcul des TTC du Transporteur.	Il s'agit de la méthode standard. Le processus de planification comporte également de telles simulations informatiques en temps différé déterminant les limites d'exploitation de son réseau de transport selon une série spécifique de conditions d'exploitation. A l'Appendice K des Tarifs et conditions tel que prescrit par la FERC aux entités des États-Unis et aux sections 6 et 7 du présent rapport, il est fait état de l'opportunité de rendre disponibles de telles études de simulation.
3.a.iii (1) Prévisions de la	iii) Afin de calculer les TTC, le Transporteur utilise les données suivantes:	Il s'agit de la méthode standard sauf pour l'omission suivante que nous proposons de corriger. Nous

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
demande (charges) et de l'offre (ressources)	- Prévision des charges régionales; - Prévisions de température de l'air ambiant; - Plan de production des ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale; - Plan des retraits approuvés.	recommandons d'ajouter également la prévision des précipitations. Celles-ci augmentent en effet les pertes par effet couronne, particulièrement importantes pour les lignes à plus hautes tensions. Dans certaines conditions ces pertes étaient évaluées sur l'ensemble du réseau à 1500 MW. Elles sont indépendantes de la charge mais limitent la capacité de transfert des lignes. RECOMMANDATION N° 9 : Nous proposons de reformuler ce texte comme suit : <i>iii) Afin de calculer les TTC, le Transporteur utilise les données suivantes:</i> - <i>Prévision des charges régionales;</i> - <i>Prévisions de température de l'air ambiant;</i> - <u>Prévisions de précipitations;</u> - <i>Plan de production des ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale;</i> - <i>Plan des retraits approuvés.</i>
3.a.iii (2)	Pour les dix prochains jours, la prévision des besoins québécois horaires en puissance est établie à partir d'une combinaison de modèles qui tiennent compte des données horaires climatiques. Cette prévision est mise à jour aux 5 minutes selon les derniers écarts observés. Elle est également mise à jour aux 20 minutes en fonction de toute nouvelle information pertinente. La prévision de la charge des sous-réseaux est établie à l'aide d'un modèle linéaire qui met en relation la puissance	Cette méthodologie prévisionnelle est bien rodée. Les modèles datent du début des années 1980 et ont été peaufinés depuis.

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
	horaire de chaque sous-réseau avec la prévision des besoins québécois horaires en puissance. Cette prévision de la charge des sous-réseaux est mise à jour aux 20 minutes, immédiatement après le calcul de la prévision des besoins québécois horaires en puissance.	
3.a.iii (3) et (4)	Au-delà de dix jours, une prévision à plus long terme, révisée de deux à quatre fois par année, est utilisée. Cette prévision établit les besoins québécois horaires et les pointes de demande hebdomadaires correspondants aux prévisions mensuelles du Distributeur pour l'année courante et pour l'année suivante.	À cet horizon, les besoins horaires sont prévus à températures normales, de sorte que la prévision est beaucoup plus illustrative qu'opérationnelle. Il devrait être spécifié à l'article 37.1 des <i>Tarifs et conditions</i> que le Distributeur doit fournir au Transporteur des prévisions mensuelles pour l'année courante et l'année suivante. Voir la section 8.3 du présent rapport.
3.a.iii (5)	Lors de retraits de certains équipements de transport dans les réseaux d'interconnexion, la quantité de production localement disponible influence les TTC. Dans ce cas, comme il s'agit de production hydraulique au fil de l'eau, des hypothèses basées sur l'hydraulicité moyenne sont utilisées.	Le texte d'Hydro-Québec ne nous semble pas tout à fait exact. Les hypothèses d'hydraulicité moyenne seront utilisées pour un TTC prévisionnel à long terme. Toutefois, à mesure que l'horizon se rapproche, les données réelles permettront d'obtenir une prévision plus juste de l'hydraulicité à court terme (ex. Beauharnois). Enfin, la TTC en temps réel sera basée sur l'hydraulicité réellement constatée. RECOMMANDATION N° 10 : Nous proposons de reformuler ce texte comme suit : Lors de retraits de certains équipements de transport dans les réseaux d'interconnexion, la quantité de production localement disponible influence les TTC. Dans ce cas, comme il s'agit de production hydraulique au fil de l'eau, des

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
		hypothèses basées sur l'hydraulicité moyenne la <u>prévision de l'hydraulicité à l'horizon considéré</u> sont utilisées.
3.a.iii (6)	Seuls les indisponibilités réelles et les retraits d'équipements de transport planifiés à long terme ou approuvés à court terme, sont considérés dans le calcul des TTC	
3.a.iv	iv) Les facteurs suivants influencent les capacités de transfert du transporteur.	
3.a.v (1)	v) <i>Capacités de transfert des réseaux d'interconnexion:</i> Les réseaux d'interconnexion sont des réseaux de transport régionaux exploités à des tensions de 120 kV, 230 kV ou 315 kV. Ces réseaux alimentent les interconnexions et peuvent également desservir des postes de charge. Les capacités de transfert de ces réseaux peuvent être limitées par des contraintes thermiques des équipements de transport qui les composent (transformateurs, lignes de transport). Ces capacités peuvent également être limitées par des contraintes de basse tension d'exploitation à certains postes internes ou par des contraintes de stabilité des centrales internes.	L'énumération omet les réseaux régionaux d'interconnexion exploités à 765 kV (HQT-MASS) et 450 kV (HQT-NE). Voir le bloc de texte 3.a.v (5) du présent tableau, qui confirme bien que ces réseaux auraient dû être inclus. RECOMMANDATION N° 11 : Nous proposons de reformuler ce texte comme suit : <i>Les réseaux d'interconnexion sont des réseaux de transport régionaux exploités à des tensions de 120 kV, 230 kV ou 315 kV, <u>450 kV ou 765 kV</u>. Ces réseaux alimentent les interconnexions et peuvent également desservir des postes de charge. Les capacités de transfert de ces réseaux peuvent être limitées par des contraintes thermiques des équipements de transport qui les composent (transformateurs, lignes de transport). Ces capacités peuvent également être limitées par des contraintes de basse tension</i>

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
		<i>d'exploitation à certains postes internes ou par des contraintes de stabilité des centrales internes.</i>
3.a.v (2)	<i>Caractéristiques électriques des équipements d'interconnexion:</i> Les équipements du réseau du Transporteur sont conçus pour être utilisés en respectant des caractéristiques électriques et mécaniques précises. En particulier, les capacités thermiques des équipements d'interconnexion varient en fonction de la température de l'air ambiant. Pour la majorité des équipements d'interconnexion, une augmentation de la température cause une diminution de leur capacité.	C'e texte est exact mais l'on doit également faire mention des précipitations. RECOMMANDATION N° 12 : Nous proposons de reformuler ce texte comme suit : <i>Caractéristiques électriques des équipements d'interconnexion:</i> <i>Les équipements du réseau du Transporteur sont conçus pour être utilisés en respectant des caractéristiques électriques et mécaniques précises. En particulier, les capacités thermiques des équipements d'interconnexion varient en fonction de la température de l'air ambiant <u>et des précipitations</u>. Pour la majorité des équipements d'interconnexion, une augmentation de la température <u>ou des précipitations</u> cause une diminution de leur capacité.</i>
3.a.v (3)	<i>Retrait des équipements pour l'entretien des installations :</i> Pour assurer l'entretien des installations, les équipements du réseau du Transporteur doivent être retirés de l'exploitation de façon occasionnelle. Ces retraits ont pour effet de réduire les capacités de transfert des interconnexions.	Pour s'assurer que l'entretien n'entraîne pas de discrimination induue, l'on devrait confirmer au texte la pratique actuelle sur OASIS selon laquelle les dates de l'entretien planifié doivent être affichées par le Transporteur. RECOMMANDATION N° 13 :

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
		Nous proposons de reformuler ce texte comme suit : <i>Retrait des équipements pour l'entretien des installations :</i> <i>Pour assurer l'entretien des installations, les équipements du réseau du Transporteur doivent être retirés de l'exploitation de façon occasionnelle. Ces retraits ont pour effet de réduire les capacités de transfert des interconnexions. <u>Leurs dates sont affichées raisonnablement à l'avance par le Transporteur sur le site OASIS.</u></i>
3.a.v (4)	<i>Charges raccordées aux réseaux d'interconnexion :</i> Certains réseaux d'interconnexion alimentent des postes de charge. En livraison vers le réseau voisin, l'effet de ces charges internes est intégré dans le calcul de la TTC. Pour certaines interconnexions, le transfert d'énergie est réalisé par le transfert d'un bloc de charge d'un réseau voisin au réseau du Transporteur. Dans ce cas, la capacité de transfert considère le niveau maximal, annuel ou saisonnier, de la charge des postes transférés.	
3.a.v (5)	<i>Production raccordée aux réseaux d'interconnexion :</i> Certains réseaux d'interconnexion sont partiellement alimentés par des centrales locales. En réception du réseau voisin, l'effet de ces productions	Ce texte semble inclure le cas des interconnexions HQT-MASS (Ligne en provenance du poste de Chateauguay et de la centrale de Beauharnois) et HQT-NE (ligne à courant continu en provenance de Radisson et Nicolet à Des Cantons et Sandy Pond).

Pièce SÉ-AQLPA-4 - Document 1 (v.r.)

Examen de modifications aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, faisant suite aux Ordonnances 890 et 890A de la FERC

Rapport d'expertise de Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine
Préparé pour Stratégies Énergétiques et l'AQLPA

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
	internes est intégré dans le calcul de la TTC. Pour certaines interconnexions, le transfert d'énergie est réalisé par le transfert de groupes turbine-alternateurs d'un réseau à l'autre. Dans ce cas, la capacité de transfert considère la puissance installée des groupes turbine alternateurs transférés, mais ne considère pas la production effectivement disponible de sorte que la TTC calculée pour une période donnée peut être supérieure à la production pouvant être transférée pendant cette période. Pour les interconnexions où des groupes turbine-alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin, une entente préalable avec le Producteur, exploitant des groupe turbine-alternateurs, est requise pour chaque demande de réservation d'un service de transport par ces interconnexions et ce, à sa discrétion.	L'ancien texte se lisait d'ailleurs comme suit : <i>Les valeurs de capacité de transport évaluées tiennent compte essentiellement des contraintes dues aux équipements de transport. Pour les interconnexions où des groupes turbine alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin, la capacité affichée (TTC et ATC) peut être supérieure à la capacité de production locale transférable sur le réseau voisin. Une entente préalable avec le Producteur, exploitant des groupes turbine-alternateurs, est requise pour chaque demande de réservation d'un service de transport par ces interconnexions et ce, à sa discrétion.</i>
3.a.v (6)	<i>Limite de perte de charge en première contingence (PCPC) :</i> Le déclenchement d'une interconnexion exploitée en mode livraison est équivalent à une perte de charge sur le réseau du Transporteur et engendre une augmentation de la fréquence. Afin de sauvegarder l'intégrité du réseau du Transporteur et la continuité de service, la quantité de charges (MW) pouvant être déclenchée suite à un événement de simple incidence est limitée par l'opérateur du réseau. Cette limite appelée PCPC varie en fonction de la	

Pièce SÉ-AQLPA-4 - Document 1 (v.r.)

Examen de modifications aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, faisant suite aux Ordonnances 890 et 890A de la FERC

Rapport d'expertise de Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine
Préparé pour Stratégies Énergétiques et l'AQLPA

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
	quantité de production synchronisée au réseau du Transporteur et de la localisation de l'interconnexion. Plus la production synchronisée est élevée, plus la limite PCPC est élevée. Généralement, la production synchronisée au réseau augmente avec les livraisons, diminue avec les réceptions et suit l'évolution de la charge. C'est à faible charge et en réception maximale que la limite PCPC est la plus contraignante. La TTC en livraison établie par le Transporteur pour chaque interconnexion tient compte de la limite PCPC.	
3.a.v (7)	<i>Limite de perte de production en première contingence (PPPC) :</i> Le déclenchement d'une interconnexion exploitée en mode réception est équivalent à une perte de production sur le réseau du Transporteur et engendre une diminution de la fréquence. Afin de sauvegarder l'intégrité du réseau du Transporteur, la quantité de production (MW) pouvant être déclenchée suite à un événement de simple incidence est limitée par l'opérateur du réseau. Cette limite appelée PPPC varie en fonction de la quantité de production synchronisée au réseau du Transporteur. Plus la production synchronisée est élevée, plus la limite PPPC est élevée. Généralement, la production synchronisée au réseau augmente avec les livraisons, diminue avec les réceptions et suit l'évolution de la charge. C'est à faible charge et en réception maximale que la limite PPPC est la plus contraignante. La TTC en réception établie par le Transporteur	

Pièce SE-AQLPA-4 - Document 1 (v.r.)

Examen de modifications aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec,
faisant suite aux Ordonnances 890 et 890A de la FERC

Rapport d'expertise de Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine
Préparé pour Stratégies Énergétiques et l'AQLPA

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
	pour chaque interconnexion tient compte de la limite PPPC.	
3.a.v (8)	<i>Chemins concourants :</i> Certaines portions du réseau du Transporteur peuvent alimenter plusieurs interconnexions. La capacité de transfert sur ces portions de réseau peut être inférieure à la somme des capacités individuelles de transfert de chacune de ces interconnexions. Les services de transport engagés sur de tels chemins concourants sont intégrés dans le calcul de l'ATC.	Ce paragraphe soulève la question de la possibilité de congestion du chemin interne (au point HQT) même lorsque la capacité de transfert disponible aux chemins d'interconnexion est suffisante. Afin de planifier si sa demande de service pourra être satisfaite par le Transporteur, le client du réseau a alors besoin d'informations additionnelles sur ce chemin interne, ce que des études de planification peuvent lui fournir si elles lui sont accessibles, et ce avant même qu'il n'entreprene de commander une étude d'impact spécifique à sa demande. Ces questions, qui relèveraient d'un éventuel Appendice K aux <i>Tarifs et conditions</i>, sont traitées en section 7 du présent rapport.
3.a.v (9)	<i>Capacité simultanée de réception:</i> La capacité totale de réception de la zone de réglage du Québec varie en fonction du bilan entre la charge du réseau, les livraisons vers les réseaux voisins et la production minimale à maintenir sur le réseau. Cette contrainte qui pourrait affecter la valeur des TTC en réception est très rarement limitative.	

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
3.b	<i>b. Quantité de services de transport déjà engagés (ETC);</i> i) L'ETC est la quantité totale de puissance qui est déjà réservée sur un chemin. ii) Comme le Transporteur offre les services de transport point à point sur ses interconnexions avec les réseaux voisins, l'ETC reliée aux besoins de la charge locale y est représentée directement par des réservations de service point à point désignées par le terme QCRD. iii) Les demandes de réservations de services point à point (PTP) sont incluses dans l'ETC dès qu'elles obtiennent l'état "confirmé" ou, dans le cas des réservations de service point à point long terme, dès que la convention de service est signée. iv) Les droits de renouvellement associés aux réservations de service point à point long terme (ROR) sont présumés exercés par le client jusqu'à leur expiration ou jusqu'à leur supplantation par une autre demande concurrente selon les dispositions de l'article 2.2 de la Partie I des présentes. v) Sur l'horizon temps réel, si aucun programme n'est reçu en association à une réservation existante, la capacité de transfert disponible pour les services point à point non ferme est augmentée de la quantité réservée mais non programmée.	

Pièce SÉ-AQLPA-4 - Document 1 (v.r.)

Examen de modifications aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, faisant suite aux Ordonnances 890 et 890A de la FERC

Rapport d'expertise de Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine
Préparé pour Stratégies Énergétiques et l'AQLPA

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
3.c	c. Capacité d'interface disponible ("Available Flowgate Capability" - AFC): L'AFC est utilisée plutôt que l'ATC pour évaluer la capacité de transfert entre les réseaux de différents transporteurs lorsque des équipements de transport dans l'un des réseaux impliqués sont affectés par les transits dans les autres réseaux. Comme le réseau de transport du Transporteur n'est pas sujet à des écoulements de puissance fortuits en provenance des réseaux voisins car il leur est relié uniquement par des interconnexions contrôlables, le concept d'interface ne lui est pas pertinent.	Il est utile d'inclure ce paragraphe car il a pour effet d'informer les lecteurs, habitués à d'autres réseaux de transport, qu'il n'y a pas de <i>flowgate</i> au Québec. RECOMMANDATION N° 14 : Nous recommandons de conserver à l'Appendice C-1 proposé son article 3c.
3.d.i	d. Marge de fiabilité du réseau (TRM): i) Définition de la TRM La TRM quantifie les imprécisions associées au calcul des capacités de transfert anticipées. Ces imprécisions sont dues à la variabilité de certains paramètres qui influencent le calcul de la TTC. Ces facteurs sont la charge en réseau, la température de l'air ambiant, la tension d'exploitation du réseau d'interconnexion, la production interne au réseau d'interconnexion et la quantité de production synchronisée à l'ensemble du réseau. Sur certaines interconnexions, la TRM comprend également des aléas pour la défaillance inopinée d'équipements de transport, une réserve pour tenir compte de modifications aux configurations de réseau qui pourraient être requises en fonction des demandes de service de transport et certains paramètres	La description donnée ici de la <i>Transmission Reliability Margin (TRM)</i> appuie notre recommandation exprimée aux blocs 0(1) et 1(1) du présent tableau à l'effet de définir et afficher une TTC fiable.

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
	externes au Transporteur (retraits d'équipements, conditions d'exploitation et limites de réseau) qui influencent les capacités de transfert des réseaux voisins.	
3.d.ii	ii) <i>Méthodologie de calcul de la TRM</i> En général, les TRM sont basées sur l'historique des écarts prévisionnels. Sur les interconnexions où les demandes de service de transport peuvent entraîner des changements de configuration de réseau, les TRM sont des valeurs fixes établies en fonction des configurations possibles.	RECOMMANDATION N° 15 : Nous proposons de reformuler ce texte comme suit : ii) <i>Méthodologie de calcul de la TRM</i> En général, les TRM sont basées sur l'historique des écarts prévisionnels <u>et les règles, normes et pratiques applicables en matière de fiabilité</u>. Sur les interconnexions où les demandes de service de transport peuvent entraîner des changements de configuration de réseau, les TRM sont des valeurs fixes établies en fonction des configurations possibles.
3.d.iii	iii) <i>Bases de données utilisées pour le calcul de la TRM</i> Les bases de données des TTC sont également utilisées pour le calcul des TRM.	
3.d.iv	iv) <i>Conditions d'utilisation de la TRM</i> Les TRM sont utilisées dans le calcul des capacités de transfert ferme disponibles seulement. Les TRM sont généralement nulles pour le calcul des capacités de transfert non-ferme disponibles.	Si des services fermes conditionnels deviennent disponibles, il y aura des TRM propres à chacun de ces services (basés sur un nombre d'heures maximal d'interruption par année acceptés par le client ou des interruptions dont le risque est accepté par le client et qui seraient causées par des conditions de réseau identifiées).

NUMÉROTATION INTERNE ET DESCRIPTION	PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC	COMMENTAIRES ET RECOMMANDATIONS
		Par ailleurs, il ne nous semble pas que la TRM du service non ferme soit nécessairement nulle, quoiqu'elle soit plus faible que la TRM du service ferme. Il n'appartient pas à la méthodologie ne prescrire d'avance la nullité du TRM non ferme. Nous notons que même pour le service non ferme RECOMMANDATION N° 16 : Nous proposons de reformuler ce texte comme suit : <i>iv) Conditions d'utilisation de la TRM</i> <u>Les TRM varient selon qu'elles s'appliquent au service ferme, à un service ferme conditionnel ou au service non ferme.</u>
3.e	e. Marge bénéficiaire de capacité ("Capacity Benefit Margin" - CBM) La CBM est une capacité de transfert ferme en importation qui est réservée afin de disposer d'une capacité d'importation en situation d'urgence. Actuellement, le Transporteur n'utilise pas de CBM dans le calcul des capacités de transfert disponibles.	

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

CAUSE TARIFAIRE 2009
DE TRANSÉNERGIE

DOSSIERS R-3669-2008, PHASE 2

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Transporteur (TransÉnergie)

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

**PRÉCISION SUR L'EXAMEN DES MODIFICATION AUX TARIFS ET CONDITIONS
DES SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC
FAISANT SUITE AUX ORDONNANCES 890 ET 890A DE LA FERC**

PRÉCISION SUR LE RAPPORT D'EXPERTISE

Jean-Claude Deslauriers
Jacques Fontaine

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 26 avril 2011

PRÉCISION SUR LE RAPPORT D'EXPERTISE EN PHASE 2

EXAMEN DES MODIFICATION AUX TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC FAISANT SUITE AUX ORDONNANCES 890 ET 890A DE LA FERC

L'Appendice C-1 des *Tarifs et conditions des services de transport* actuellement proposé par TransÉnergie omet de tenir compte de l'éventualité que des services fermes conditionnels soient dorénavant offerts, tel que TransÉnergie le propose pourtant à l'article 15.4 des *Tarifs et conditions*.

Or, pour chacun de ces nouveaux services fermes conditionnels, il existera, selon la « condition » dont ce service sera assorti :

- une capacité de transfert totale fiable (*TTC fiable*),
- une capacité de transfert disponible (*Available Transfer Capability - ATC*) et
- des quantités de services de transport déjà engagés (*Existing Transmission Commitments - ETC*) :

L'article 15.4 proposé par TransÉnergie se lit en effet comme suit :

Art. 15.4 proposé par Hydro-Québec TransÉnergie (extrait)

[...] Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète visant un service de transport ferme à long terme de point à point à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau de transport, suite à une demande écrite du client du service de transport, il offrira le service de transport ferme avec la condition qu'il pourra réduire le service avant de réduire un autre service de transport ferme pendant un nombre déterminé d'heures par année ou dans certaines conditions du réseau. Si le client du service de transport accepte le service, le Transporteur agira avec diligence pour assurer le service jusqu'à ce (i) que les ajouts au réseau soient terminés pour le client du service de transport, (ii) qu'il établisse

à l'aide d'une réévaluation biennale qu'il ne peut plus assurer ce service en toute fiabilité ou (iii) que le client du service de transport mette fin au service parce que la réévaluation a entraîné une augmentation du nombre d'heures par année des périodes de réduction conditionnelle ou un changement des conditions du réseau pouvant entraîner une réduction du service.

[Souligné en caractère gras par nous]

C'est dans ce contexte que la recommandation no. 7 de notre rapport C-10-47, SÉ-AQLPA-4, Document 1 (v.r.) du 23 septembre 2010 propose de tenir compte comme suit, à l'Appendice C-1, des différents services fermes conditionnels qui seraient dorénavant rendus possibles suivant l'article 15.4 :

RECOMMANDATION NO. 7 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de reformuler le 1^{er} paragraphe de l'article 1 de l'Appendice C-1 (Bloc 1 (1) du tableau du présent rapport) comme suit :

Pour chacun des horizons prévisionnels

A. Les ATC

$ATC_{\text{ferme}} = TTC - ETC_{\text{ferme}} - CBM - TRM_{\text{ferme}} + PBR$

Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : $ATC_{\text{ferme conditionnel}} = TTC - ETC_{\text{ferme}} - ETC_{\text{fermes conditionnels jusqu'au niveau énoncé}} - CBM - TRM_{\text{ferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé}} + CF + PBR$

$ATC_{\text{non ferme}} = TTC - ETC_{\text{ferme}} - ETC_{\text{non ferme}} - CBM - TRM_{\text{non ferme}} + CF + PBR$

B. Les TTC fiables

Pour chacun des services ferme, non ferme et la liste des services fermes conditionnels :

$TTC_{\text{fiable}} = TTC - TRM_{\text{jusqu'au niveau de service énoncé}}$

C. Les ETC

$ETC_{\text{ferme}} = QCRD + QCRND_{\text{ferme}} + NITS_{\text{ferme}} + PTP_{\text{ferme}} + ROR + GF_{\text{ferme}} + OS_{\text{ferme}}$

Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : $ETC_{\text{ferme conditionnel}} = PTP_{\text{ferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé}} + GF_{\text{ferme conditionnel}} + OS_{\text{ferme conditionnel}}$

$ETC_{\text{non ferme}} = QCRND_{\text{non ferme}} + NITS_{\text{non ferme}} + PTP_{\text{non ferme}} + GF_{\text{non ferme}} + OS_{\text{non ferme}}$

De même, notre recommandation 8 du même rapport se lit comme suit :

RECOMMANDATION NO. 8 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de reformuler le 2^{ième} paragraphe de l'article 1 de l'Appendice C-1 comme suit :

Pour l'horizon en temps réel

A. Les ATC

$$\text{ATCferme} = \text{TTC} - \text{ETCferme} - \text{CBM} - \text{TRMferme} + \text{PBR}$$

Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : $\text{ATCferme conditionnel} = \text{TTC} - \text{ETCferme} - \text{ETC fermes conditionnels jusqu'au niveau énoncé} - \text{CBM} - \text{TRM ferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé} + \text{PBR}$

$$\text{ATCnon ferme} = \text{TTC} - \text{ETCferme} - \text{ETCnon ferme} - \text{CBM} - \text{TRMnon ferme} + \text{PBNS} + \text{PBR}$$

B. Les TTC fiables

Pour chacun des services ferme, non ferme et la liste des services fermes conditionnels : $\text{TTCfiable} = \text{TTC} - \text{TRM jusqu'au niveau de service énoncé}$

C. Les ETC

$$\text{ETCferme} = \text{QCRD} + \text{QCRNDferme} + \text{NITSferme} + \text{PTPferme} + \text{GFferme} + \text{OSferme}$$

Pour chacun des services fermes conditionnels énoncés : $\text{ETCferme conditionnel} = \text{PTPferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé} + \text{GFferme conditionnel} + \text{OSferme conditionnel}$

$$\text{ETCnonferme} = \text{QCRNDnonferme} + \text{NITSnonferme} + \text{PTPnon ferme} + \text{GFnon ferme} + \text{OSnon ferme}$$

Dans ces deux recommandations, les expressions « *pour chacun des services fermes conditionnels énoncés* » ainsi que « *ETC fermes conditionnels jusqu'au niveau énoncé* », « *TRM ferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé* » et « *PTP ferme conditionnel jusqu'au niveau énoncé* » sont des expressions génériques référant à l'éventualité qu'Hydro-Québec TransÉnergie puisse offrir une variété de services fermes conditionnels différents, c'est-à-dire des services fermes « *conditionnels* », mais dont les « *conditions* » ne seraient pas les mêmes d'un service à l'autre offert par TransÉnergie.

En effet l'article 15.4 des *Tarifs et conditions des services de transport*, tel que proposé par Hydro-Québec TransÉnergie en phase 2 du présent dossier, rend possible l'éventualité de plusieurs offres différentes de services conditionnels sur son réseau, y compris sur un même

chemin (par exemple en offrant des services conditionnels différents à des clients différents sur le même chemin).

Étant donné que les équations de l'Appendice C-1 sont génériques et doivent pouvoir servir à toute éventualité rendue possible par les *Tarifs et conditions des services de transport*, il nous apparaît donc que celles-ci doivent prévoir non seulement l'éventualité que TransÉnergie offre un seul service de transport ferme conditionnel à un seul client dans son réseau, mais également à l'éventualité (qui deviendra possible selon les *Tarifs et conditions*) que plusieurs tels services fermes conditionnels différents soient offerts sur le réseau (y compris éventuellement sur des mêmes chemins).

Le « *niveau énoncé* », tel que mentionné aux recommandations 7 et 8 ci-dessus, désigne le niveau de chacun des services fermes conditionnels qui seraient existants (lorsque les équations seraient appliquées). Les équations contenues dans ces deux recommandations permettent ainsi de déterminer, **pour chacun de ces services fermes conditionnels**, la capacité de transfert totale fiable (*TTC fiable*), la capacité de transfert disponible (*Available Transfer Capability - ATC*) et les quantités de services de transport déjà engagés (*Existing Transmission Commitments - ETC*).

Ainsi par exemple, sur un même chemin, les quantités de services de transport déjà engagés (*Existing Transmission Commitments - ETC*) ne seront pas les mêmes selon qu'il s'agisse du service de transport ferme (non conditionnel), du service de transport non ferme ou de l'un ou l'autre des services de transport fermes conditionnels existants sur ce chemin.

R-3669-2008 PHASE 2

COMPLÉMENT DE PREUVE

Préparé par : Louis-Renault Rozéfort

23 Septembre 2010

Ces clauses se retrouvent, mutatis mutandis, dans les autres Joint Operating Agreement que l'UMQ a consultés.

L'UMQ conclut qu'il ressort des paragraphes cités ci-dessus que:

- Les entités voisines doivent tenir compte des contraintes de part et d'autre d'une interconnexion quand elles calculent les ATC ou les Available Flowgate Capacity (AFC);
- Les entités voisines doivent tenir compte des contraintes de part et d'autre d'une interconnexion quand elles approuvent les réservations pour un service de transport.

3.2.7. Précédent dans un contexte canadien

Dans le cadre de l'étude d'une plainte de TransCanada Energy (TCE), l'organisme de réglementation de la Colombie Britannique (BCUC) a examiné les enjeux suivants :

- Étant donné que la capacité de transfert disponible ou ATC est par définition en sus des capacités déjà sous contrat (*committed uses*), comment est-elle calculée; le calcul devrait-il tenir compte des contraintes dans une juridiction voisine?
- Si le calcul n'a pas besoin de considérer de telles contraintes, ces dernières doivent-elles être, de toute façon, prises en compte comme faisant partie d'un processus de planification et/ou des principes appropriés de la FERC?

En bref, TCE se plaint de ce que la BTCT n'a pas tenu compte de la quantité d'énergie qui peut être écoulee à travers son réseau quand elle a déterminé la quantité de capacité point à point ferme à long terme. TCE soutient que BCTC n'aurait pas dû mettre en vente une capacité additionnelle alors qu'il savait que

les clients existants subiraient des interruptions accrues à cause de l'insuffisance du réseau Albertain d'accepter, durant les pointes, la capacité accrue.

L'UMQ renvoie le lecteur au texte complet de la décision.²⁵ Seuls les passages pertinents pour les enjeux retenus plus haut sont considérés.

*«The Commission Panel is of the view that FERC principles do support allowing a transmission provider to consider constraints in adjoining areas when calculating ATC. The distinction as between achieving "consistent" and "identical" ATC values on either side of an interface does not, in the Panel's view, support the proposition that the value on the other side of an interface need not be considered at all in determining ATC for long term firm capacity. Rather, the Commission Panel acknowledges that in real time the ATC values must necessarily be identical, (see, for example evidence of BCTC T3: 342) for reliability purposes, but is of the view that consistency is a sufficient goal for the longer term. In the event that the Commission Panel is found to be incorrect, and it is determined that FERC principles are inconsistent with such an approach, the Panel is still of the view that, in the particular circumstances of this case, in this jurisdiction, it is incumbent upon BCTC to take the constraints on the Alberta system into account when determining long term firm ATC on it system. As noted above, BCTC must consider and abide by the import limits into Alberta in real time. »*²⁶ (our emphasis)

²⁵ Commission Order G-103-09, issued September 10, 2009.

²⁶ Commission Order G-103-09, issued September 10, 2009, page 32.

Étant donné que rien dans le Tarif de BTCT ne l'obligeait à prendre en considération l'état du réseau voisin, la plainte de TCE sur la base de ce point précis a été rejetée.

*« The Commission Panel notes the OATT itself does not specifically define "firm transmission capacity" (as discussed above) and that Attachment C sets out what is basically an arithmetic calculation of Available Transmission Capacity (Available Transfer Capability) which BCTC has followed. No party was able to point to any specific provision in the OATT which requires BCTC to consider constraints in a neighbouring jurisdiction when calculating its long term firm point-to-point transmission capacity available for sale. Therefore, although this approach may have been open to BCTC on the basis of the FERC principles as set out in FERC Orders 890, 890-A, 890-B and 890-C it was not necessarily required by BCTC's OATT. »*²⁷

D'autres considérations ont toutefois amené BCUC à remettre TCE dans la situation où elle se trouvait avant la vente de la capacité additionnelle.

«BCTC is directed to amend Attachment C to its OATT to include the following:

*"Notwithstanding any other provision in this tariff, the Transmission Provider shall limit sales of Firm Point-to-Point Transmission Service on the BC>AB path to 480 MW."»*²⁸

²⁷ Ibid, page 35.

²⁸ Ibid, page 46.

4. Position de l'UMQ

Pour toutes les considérations exposées ci-dessus, l'UMQ appuie la proposition du Transporteur de préciser, dans le nouvel appendice C-1, que :

« Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, cette capacité correspond à la moins élevée des valeurs de capacités suivantes : (1) la capacité de réception (ou de livraison) ferme avant prise en compte des ETC du réseau voisin, et (2) la capacité de réception (ou de livraison) ferme avant prise en compte des ETC du Transporteur. »

#364399

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA REGIE DE L'ENERGIE (LA REGIE) A NLH RELATIVE
A LA DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUEBEC A COMPTER DU 1^{ER} JANVIER 2009 - PHASE 2**

Uniformité et transparence pour le calcul de la capacité de transfert disponible

1. Référence : Pièce C-13-7, NLH, page 8.

Préambule :

« Section 44.1 of the revised HQT OATT states that Attachment C-1 will come into force « at the date of HQT's new OASIS system ». HQT does not specify when this new OASIS system will be ready, thus delaying indefinitely the coming into force of the new ATC requirements and, therefore, delaying indefinitely the full implementation of the Order 890 reforms. »

Demande :

1.1 Veuillez préciser si, selon NLH, les modalités du nouvel appendice C-1 peuvent être appliquées temporairement dans le système OASIS actuel ? [According to NLH, can the methods of the new appendix C-1 be applied temporarily to current OASIS system current?]

Response (by Dr. Sinclair): I would not advise applying the methods of the new Appendix C-1 to the current OASIS system. This is because, as explained in my testimony, Appendix C-1 requires clarification and completeness. If Appendix C-1 is not clarified and completed, it would be possible (indeed necessary) for HQT to exercise discretions in important matters, creating the opportunity to discriminate in the provision of transmission services. For example, Appendix C-1 does not indicate how the planning horizon or operating horizon ATC is calculated. Hence, if Appendix C-1 were applied under the current OASIS, HQT would have to rely on undisclosed methods to calculate key ATC values. Also as explained in my testimony, Appendix C-1 contains a "QC" class that appears to allow the use of Native-Load Transmission Service for importing from non-designated resources.

Appendix C-1 involves a series of interconnecting elements that, in at least the two key elements discussed above, show a need for HQT to clarify and explain further its plan for implementing the changes. Hence, as I explain in my testimony, this should be accomplished in technical sessions to stakeholders, including regulators.

2. Références : i) Pièce C-13-7, NLH, page 8 ;
ii) Pièce B-73, HQT-2, document 1, Appendice C-1, pages 1-2.

Préambule :

(i) « *While there is mention in Attachment C-1 of annual, monthly, weekly, and daily transfer capability, the Attachment does not contain the required mathematical algorithm for the planning horizon.* »

(ii) Le Transporteur présente les équations de base relatives au calcul de la capacité de transfert pour un horizon prévisionnel.

Demande :

2.1 Veuillez préciser le « *mathematical algorithm for the planning horizon* » qui, selon NLH, devrait être inclus à l'Appendice C-1. [*Please specify the "mathematical algorithm for the planning horizon" that, according to NLH, should be included to the Appendix C-1.*]

Response (by Dr. Sinclair): The form of the mathematical algorithm for the planning horizon should be similar to the form expressed in the scheduling and real-time horizons as indicated in the Appendix C-1. The primary difference is in the time period associated with the individual component of the algorithms.

The planning horizon involves ATC for periods one day ahead and longer (e.g., daily transmission service, weekly transmission service, monthly, etc.). Usually, the ATC is posted on OASIS for up to a year ahead. Hence, the various elements in the algorithms shown in Appendix C-1 would need to correspond to the appropriate time horizon.

In addition, however, questions persist as to some of the underlying elements, such as the "QC" class of service, as discussed in my testimony. Also, with respect to the longer-term, the Appendix C-1 does not specify how existing native-load transmission rights are established. Critical to this question is whether the rights on an interface are limited to the designated network resource capacity, or some other measure. The Appendix C-1 (in section 3b) states that the network needs are represented by a point-to-point reservation. But what is the basis of the point-to-point reservation? Is it limited to the contractual capacity rights of the designated resources or some other basis, for example, historical use? FERC policy generally establishes the contracted capacity of a designated resource as the transmission right for network (native-load) rights.

There is also an extensive amount of technical material included in Appendix C-1 that relates directly or indirectly to the various elements of the existing algorithms that prevent a precise specification of a planning horizon algorithm as requested. Without the benefit of technical explanations (ideally *via* technical sessions with HQT transmission personnel), it would be ill advised to fully endorse using the existing algorithms as a basis for a planning (or operating) horizon algorithm.

- Références : i) Pièce C-13-7, NLH, page 8 ;
ii) Pièce B-73, HQT-2, document 1, Appendice C-1, page 1.

Préambule :

(i) « The main problem with Attachment C-1 is that it fails to provide algorithms specifying the calculation of ATC in the « operating » and the « planning » horizons. Attachment C-1 only presents the ATC calculation in the « scheduling horizon » and in what HQT terms the « real-time horizon ». Order 890 is specific about this :

[Attachment C] must provide a detailed description of the specific mathematical algorithm the transmission provider uses to calculate firm and non-firm ATC for the scheduling horizon (same day and real time), operating horizon (day ahead and pre-schedule), and planning horizon (beyond the operating horizon) (Order at # 323). »

(ii) Le Transporteur présente les équations pour un « horizon prévisionnel » et pour un « horizon temps réel ».

(iii)

Demande :

2.2 Selon NLH, l'horizon prévisionnel du Transporteur correspond-il au « *scheduling horizon* » de la FERC. Veuillez expliquer votre réponse. [According to NLH, does the Scheduling Horizon of the Carrier corresponds to the FERC "scheduling horizon". Please explain your response.]

Response (by Dr. Sinclair): Appendix C-1 does not define what is meant by "Scheduling Horizon", but the circumstantial evidence in Appendix C-1 suggests that Scheduling Horizon (or *l'horizon prévisionnel*) corresponds to the FERC Scheduling Horizon. To help clarify, I recommend HQT define the terms "Scheduling Horizon" and "Real-time Horizon".

Processus de planification des installations de transport

3. Référence : Pièce C-13-7, NLH, page 17.

Préambule :

« HQT goes on to explain that the Régie has the regulatory authority to examine and approve all transmission projects and that for projects with cost greater than \$C25 million, a special authorization is required. This process is similar to the processes used in the US to approve system expansions and upgrades. »

Demande :

CANADA
PROVINCE OF QUÉBEC
DISTRICT OF MONTRÉAL
N^o : R-3669-2008 – Phase 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Demande relative à la modification des tarifs et
des conditions des services de transport
d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier 2009
(Phase 2).

AMENDED DIRECT TESTIMONY

OF

DR. ROBERT A. SINCLAIR

On behalf of

NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO

Original version filed June 10, 2009

Amended version filed September 23, 2010

- I also recommend that the reporting requirement under section 37.1 (iv) of the revised HQT OATT be expanded to require a description of off-system network resources.

Overall, these recommendations would help ensure the terms and conditions of the revised HQT OATT meet the reforms in Order 890 and reduce the potential for discriminatory transmission practices. This, in turn, will help ensure a fuller use of the HQT grid and contribute to increased competition and efficiency in regional electricity markets.

Creditworthiness. Order 890 Reforms require specification of creditworthiness procedures in order to help limit the potential for undue discrimination.

- I find that HQT's creditworthiness provisions allow potential for significant discretion and create the potential for undue discrimination.
- I recommend certain modifications to HQT's creditworthiness procedures to address these concerns.

II. CONSISTENCY AND TRANSPARENCY OF ATC CALCULATIONS

Q. WHAT IS THE PURPOSE OF THE 890 REFORMS AS THEY RELATE TO THE "CONSISTENCY AND TRANSPARENCY OF ATC CALCULATIONS"?

A. ATC indicates whether and to what extent transmission capability is available for wholesale buyers and sellers to enable participation in wholesale electricity markets. As a result, reliable and accurate ATC values are among the most essential elements of effective open access.

Order 890 reforms associated with ATC calculations are motivated by FERC's recognition that ATC calculations had not been consistent or transparent across the industry and this had created a potential for discriminatory transmission practices. As stated in Order 890:

The purpose of increasing the consistency and transparency of ATC calculations is to reduce the potential for undue discrimination in the provision of transmission service, specifically by reducing the opportunity for transmission providers to exercise excessive discretion. We find that

the amount of discretion in the existing ATC calculation methodologies gives transmission providers the ability and opportunity to unduly discriminate against third parties. In order to minimize this discretion, [Order 890] requires that all ATC components (i.e., TTC, ETC, CBM, and TRM) and certain data inputs, data exchange, and assumptions be consistent and that the number of industry-wide ATC calculation formulas be few in number, transparent and produce equivalent results. [FERC] finds that these reforms will facilitate development of a more coherent and uniform determination of ATC (Order 890, ¶207).

Q. IS HQT PROPOSING TO REVISE ITS APPROACH TO ATC CALCULATIONS?

A. Yes, HQT submitted an Attachment C-1 to its revised OATT that specifies certain aspects of how HQT plans to calculate ATC. Section 44.1 of the revised HQT OATT states that Attachment C-1 will come into force "at the date of HQT's new OASIS system." HQT does not specify when this new OASIS system will be ready, thus delaying indefinitely the coming into force of the new ATC requirements and, therefore, delaying indefinitely the full implementation of the Order 890 reforms. This is undesirable and I recommend that the Régie require a timeline with specific dates for implementation of the new OASIS system in order to ensure the full implementation of the Order 890 reforms.

Q. DOES HQT'S ATTACHMENT C-1 SATISFY THE REQUIREMENTS OF THE *PRO FORMA* 890 OATT?

A. No. The main problem with Attachment C-1 is that it fails to provide algorithms specifying the calculation of ATC in the "operating" and the "planning" horizons. Attachment C-1 only presents the ATC calculation in the "scheduling horizon" and in what HQT terms the "real-time horizon". Order 890 is specific about this:

[Attachment C] must provide a detailed description of the specific mathematical algorithm the transmission provider uses to calculate firm and non-firm ATC for the scheduling horizon (same day and real-time), operating horizon (day ahead and pre-schedule), and planning horizon (beyond the operating horizon) (Order at ¶323).

1 While there is mention in Attachment C-1 of annual, monthly, weekly, and daily
2 transfer capability, the Attachment does not contain the required mathematical
3 algorithm for the planning horizon.

4 Q. HAVE YOU IDENTIFIED OTHER ELEMENTS OF ATTACHMENT C-1
5 THAT ARE NOT CONSISTENT WITH THE OATT REFORM?

6 A. Yes. In Attachment C-1, HQT uses three terms that refer to transmission capacity
7 used to serve Québec Native load. These terms are QCRD, QCRND_{firm}, and
8 QCRND_{nonfirm}. The QC class generally refers to Québec native load service. "D"
9 refers to designated and "ND" to non-designated.

10 While setting aside ATC for native load service is consistent with the *pro forma*
11 890 OATT, the idea embodied in the term QCRND_{firm} appears to create firm
12 rights from non-designated resources, which is not consistent with the *pro forma*
13 890 OATT.

14 When a load-serving entity imports, it does so either from a designated or non-
15 designated resource. In using a designated resource, the native load transmission
16 service establishes the firm transmission rights and HQT reduces the ATC on the
17 interconnections to allow for the import. This is the proper intention for the
18 QCRD designation. This is set out in Section 36.1 of the revised HQT OATT
19 and is consistent with the *pro forma* 890 OATT.

20 Section 36.3 of the revised HQT OATT allows native load to be served from non-
21 designated resources on a non-firm basis using "secondary service". This is
22 represented in Attachment C-1 by QCRND_{nonfirm} and is consistent with the *pro*
23 *forma* 890 OATT. The load serving entity runs the risk of being pushed out if a
24 firm reservation is made by a third party on the path since the "secondary" service
25 is on an "as available basis".

26 There is no service in the *pro forma* 890 OATT that allows firm imports from
27 non-designated resources (so-called QCRND_{firm}) to serve native load. Firm
28 imports from non-designated resources must be arranged under the point-to-point
29 provisions of the tariff. The firm transmission product has only a single delivery

1 point; it is not suited to serving dispersed loads. The *pro forma* 890 OATT
2 provides for a secondary transmission service product for use if the load serving
3 entity intends to serve native load from a non-designated resource

4 The circumstances are confounded by Attachment C-1 described the calculation
5 of existing transmission commitments (ETC):

6 ii) Since the Transmission Provider offers Point-to-Point Transmission
7 Services over interconnections with neighboring systems, the ETC related
8 to Native Load needs is represented directly by Point-to-Point (PTP)
9 Service reservations designated as "QCRD" (Attachment C-1 of the
10 revised HQT OATT, at sheet 190).

11 It seems that with this clause, HQT is attempting to create a "QC" product as a
12 point-to-point service. This is contrary to the philosophy of the *pro forma* 890
13 OATT. The native-load service either applies or point-to-point service is required.
14 Point-to-point service and native-load service must be kept mutually exclusive. .

15 We recommend that the denomination "QC" be dropped from the text of the
16 OATT and replaced by "Native Load Transmission Service" and "Secondary
17 Native Load Transmission Service" in order to avoid this type of confusion in
18 which point-to-point service may be converted into a form of native-load firm
19 service even from an undesignated resource.

20 Q. IS THIS NOT SIMPLY A QUESTION OF TERMINOLOGY?

21 A. No. These variables are used in the ATC equations to represent existing
22 transmission commitments to serve native load. While it is consistent with the
23 *pro forma* 890 OATT to allocate transmission capacity to native load before
24 calculating ATC, HQT's current use of the transmission subclass QCRD is being
25 used to reserve transmission capacity for non-native-load transmission customers.
26 For example, HQT currently imports power from New Brunswick with a network
27 service reservation under a subclass of service "QC-RD" (See OASIS reservation
28 #418301 attached as RAS-3). This situation appears to be inconsistent with the
29 *pro forma* OATT because no network service agreement has been executed
30 between HQT and HQT. In a separate Régie case, (Complaints P-110-1565 –

1 1566-1597-1678-1692), NLH asked HQT about this particular reservation (NLH
2 Information Request No. 3,3b). HQT acknowledged that HQP made the
3 reservation and that HQP was not a native-load transmission service customer.
4 HQT stated, "at the time reservation #418301 was registered, [HQD] did not have
5 the ability to write in the Transmission Provider's OASIS system. The reservation
6 was therefore registered by HQM [the OASIS code for HQP]."

7 However, this appears to be more than a technical OASIS issue. HQP is the
8 purchaser of the resources from New Brunswick associated with the reservation.
9 This suggests that even if HQD had the ability to use OASIS at the time, it would
10 have been improper for HQD to use native-load transmission service for a
11 resource under HQP's control. Hence, it appears HQP is using native-load
12 transmission service to deliver capacity and energy under its purchase contract.
13 The Régie should require HQD to clarify this situation and bring the
14 circumstances into conformity with the HQT tariff. In particular, if the New
15 Brunswick purchase is a designated distributor resource, then the native-load
16 service should be used to reserve transmission (and HQD should designate the
17 resources as such, in accordance with 38.1 and 38.2 of the HQT OATT). If the
18 New Brunswick purchase is not a distributor resource, point-to-point service
19 should be used to reserve import capability. Native-load transmission service
20 should not be used by market participants that do not have Native Load
21 Transmission Service agreements. In addition, non-load-serving entities should
22 not benefit from using subclasses associated with the service of native load.

23 Q. WHAT DO YOU CONCLUDE REGARDING THE CONSISTENCY OF
24 ATTACHMENT C-1 WITH THE *PRO FORMA* 890 OATT?

25 A. Generally, Attachment C-1 is meant to contain a significant amount of detailed
26 information in order to provide the desired clarity and transparency of ATC
27 calculations. However, in its current state, the processes are not clear. As
28 indicated, mathematical algorithms for critical products are not provided and there
29 is the mixing of native-load and point-to-point concepts associated with the "QC"

1 service class. As explained in the next subsection, there should be a way to
2 release capacity to the market when a distributor resource (or a Heritage Pool
3 resource) makes a firm third-party sale. That involves careful consideration and
4 is not clearly reflected in Attachment C-1.

5 Because of the lack of clarity and the complexity of the issues involved, I
6 recommend the Régie instruct HQT to hold technical sessions with stakeholders
7 to explain the OASIS system in the context of the revised HQT OATT. These
8 sessions would provide transmission customers and regulators an opportunity to
9 gain a better understanding of the proposed ATC calculations while also
10 facilitating customer and regulator input. Such stakeholder processes and
11 working groups are standard practices in neighboring transmission systems, like
12 the New York ISO and the Midwest ISO.

13 **III. COORDINATED, OPEN, AND TRANSPARENT PLANNING**

14 Q. WHAT IS THE PURPOSE OF THE SECTION OF YOUR TESTIMONY?

15 A. In this section, I address the reforms in Order 890 aimed at instituting
16 “coordinated, open and transparent” planning processes. I first discuss the nature
17 of the proposed reforms and then address whether the provisions relating to
18 transmission planning in the revised HQT OATT are consistent with or superior
19 to the proposed reforms.

20 Q. WHAT IS MEANT BY COORDINATED, OPEN, AND TRANSPARENT
21 PLANNING?

22 A. Coordinated, open, and transparent planning refers to the general objectives in
23 Order 890 to establish industry-wide processes and standards that facilitate
24 broader participation in the planning and expansion of the transmission grid.
25 Primarily this involves inviting participation by transmission customers and other
26 stakeholders to regular planning meetings and providing these entities with
27 greater information and access to planning data and models.

1 Questions 6.5 and 6.6 of Request for Information No. 1 by RNCREQ and UC) in
2 July 2010.

3 In particular, NLH asked me to address the ATC coordination and data exchange
4 that is the subject addressed by HQT witness Philip Hanser. NLH also asked me
5 to comment on certain information provided by HQT witness Judah Rose on
6 Appendix K issues.

7 Q. PLEASE SUMMARIZE YOUR TESTIMONY AND CONCLUSIONS.

8 A. In subsection A, I address Mr. Hanser's testimony. Mr. Hanser sponsors
9 testimony supporting HQT's procedures that are proposed for Attached C-1 to the
10 revised HQT OATT. Attachment C-1 provides the details of HQT's Available
11 Transmission Capacity ("ATC") calculations. The proposed procedures to which
12 Mr. Hanser testifies are meant to satisfy "coordination and data exchange"
13 provisions of Order 890. I address two aspects of the proposed coordination and
14 data exchange. First, the procedures proposed by HQT are a simple
15 "harmonization" process that does not satisfy the coordination or the data
16 exchange principles in Order 890. The harmonization simply requires HQT to
17 adopt the ATC value calculated by an adjacent system if the ATC value
18 calculated by that system is lower than the corresponding value calculated by
19 HQT. On the other hand, the Order 890 requirements envision a more meaningful
20 data exchange that includes participation by transmission customers and
21 introduces transparency to the underlying ATC calculations. I propose HQT
22 develop more a meaningful exchange process that will allow adjacent systems to
23 evaluate the basis for HQT ATC values.

24 The second aspect of the proposed coordination and data exchange procedures
25 relate to the harmonization process itself. This process can lead to undue
26 discrimination in instances when the HQT ATC values decline and the interface
27 becomes oversubscribed. In such a case, HQT has the incentive to allocate the
28 scarce capacity to its affiliate, thereby excluding competitors and providing
29 competitive advantages to its affiliate. I propose that HQT include safeguards in

1 the revised HQT OATT to ensure that the harmonization process cannot be used
2 to discriminate against any transmission customer.

3 In subsection B, I address the additional testimony provided by Mr. Rose in
4 response to certain Information Requests, wherein he expands on his opinion
5 relating to Appendix K issues. In particular, he concludes that a lack of
6 transmission congestion addresses Appendix K non-discrimination objectives.
7 Appendix K was established in Order 890 to achieve two main objectives. One
8 was to integrate individual utility planning activities into a regional process. The
9 second was to prevent undue discrimination through increased participation in the
10 planning process by transmission customers. With respect to the second of these
11 objectives, Mr. Rose suggests that the absence of congestion is a "key aspect" in
12 addressing discrimination. I explain why discrimination does not depend on
13 whether or not congestion is present.

14 A. HOT WITNESS PHILIP HANSER

15 Q. WHAT ISSUES DOES MR. HANSER ADDRESS?

16 A. Mr. Hanser addresses the issue of ATC harmonization proposed by HQT in its
17 Attachment C-1 to the revised HQT OATT. The harmonization process (called
18 "least-common denominator approach" by Mr. Hanser), is a simple process
19 whereby HQT will lower its ATC value when the corresponding ATC value on
20 the neighboring system is lower.

21 Mr. Hanser testifies that this process satisfies the "ATC Coordination and data
22 exchange" requirement of FERC Order 890. He concludes that these procedures
23 "specifically deal with the issue of coordinating and exchanging data and
24 assumptions with neighboring systems to achieve consistent ATC values" (Export
25 Report of Philip Hanser at ¶16). Mr. Hanser's testimony can leave the impression
26 that there is to be some active exchange of information regarding the underlying
27 modeling and assumptions regarding the calculation of HQT ATC values and that
28 this exchange helps ensure consistency in methodologies between HQT and
29 neighboring systems. In fact, in my initial review of his testimony I was

1 anticipating a discussion as to how exactly this would occur. However, what Mr.
2 Hanser refers to as "coordinating and exchanging data and assumptions" (*Id.*),
3 simply means that HQT will lower its ATC value in instances where the
4 corresponding ATC value on the neighboring system is lower. There is no formal
5 exchange of data or assumptions regarding the underlying process for establishing
6 the ATC value as envisioned in Order 890. Here is the text of Order 890 with
7 regard to data exchange (§310):

8 The Commission adopts the NOPR proposal and directs public utilities,
9 working through NERC, to revise the related MOD reliability standards to
10 require the exchange of data and coordination among transmission
11 providers and, working through NAESB, to develop complementary
12 business practices. The following data shall, at a minimum, be exchanged
13 among transmission providers for the purposes of ATC modeling: (1) load
14 levels; (2) transmission planned and contingency outages; (3) generation
15 planned and contingency outages; (4) base generation dispatch; (5)
16 existing transmission reservations, including counterflows; (6) ATC
17 recalculation frequency and times; and (7) source/sink modeling
18 identification.

19 In my opinion, the HQT harmonization process, which envisions comparing the
20 final ATC calculation, does not meet the Order 890 standard.

21 In this regard, it also unclear why that Mr. Hanser would claim (at ¶28) that
22 HQT's harmonization approach does not rely on complex ATC calculations.
23 HQT will still have to calculate ATC values using power flow models, for
24 example see response to NLH Information Request to Mr. Hanser #7c. The fact
25 that the HQT ATC value will be compared to the neighboring ATC value does not
26 eliminate the need for a calculation of an initial ATC value that requires all of the
27 attendant system modeling.

28 In fact, harmonization is the second step in the coordination and data exchange
29 process. The first step is ensuring accurate ATC values. This process is
30 facilitated by data exchange. An exchange of inputs and assumptions may
31 increase one of the two ATC values on a border. If this data exchange process
32 changes the more restrictive of the two values, the ATC will increase and the
33 underlying value of the transmission assets will be unlocked.

1 Accordingly, I recommend that HQT commit to developing a data exchange with
2 neighboring systems, including synchronously-interconnected Labrador, that
3 meets the minimum requirements of Order 890.

4 Q. HOW CAN THE ATC HARMONIZATION LEAD TO UNDUE
5 DISCRIMINATION?

6 A. The harmonization proposed by HQT permits HQT to adopt the ATC value
7 calculated by an adjacent system if the ATC value calculated by that system is
8 lower than the corresponding value calculated by HQT. When this process results
9 in a decline in the ATC value on the HQT system, the interface may be
10 "oversubscribed." This means there would be more firm commitments on the
11 interface than there is firm transmission capacity. The potential for undue
12 discrimination exists because the transmission owner must allocate the smaller
13 amount of capacity among the competing customers with existing transmission
14 service rights. In the case of HQT, there is an affiliated entity, Hydro Quebec
15 Production (HQP), that has a strong interest in retaining its full capacity rights.
16 HQT thus has the incentive to allocate the scarce interface capacity to its affiliate.

17 Q. DOES THE 890 PRO FORMA OATT ADDRESS OVERSUBSCRIBED
18 TRANSMISSION?

19 A. Yes, section 13.6 of the 890 pro forma OATT provides that all firm reservations
20 to be treated equally when firm curtailments are required to maintain system
21 reliability. In fact, section 13.6 of the 890 pro forma OATT requires a pro rata
22 curtailment of all firm reservations. FERC has interpreted this to mean that if
23 ATC declines because of events that occur after the reservation of firm capacity,
24 then transmission providers should look to curtailment provisions in the OATT
25 (i.e., section 13.6) to allocate the smaller amount among competing uses:

26 If constraints arise after a transmission provider enters into a long-term
27 agreement with the transmission customer ... the obligation is on the

1 transmission provider to either curtail service to all affected customers
2 or build more capacity to relieve the constraint.⁶
3

4 Because a reduction in ATC as a result of applying the harmonization process
5 cannot be offset by building new transmission (because the reduction is the result
6 of a lower ATC on an adjacent system), the appropriate action would be
7 application of firm curtailment procedures in the revised HQT OATT (i.e.,
8 Section 13.6), which implies *pro rata* reductions.

9 Q. HOW COULD THESE PROVISIONS STILL ALLOW HQT TO ACT TO
10 FAVOR ITS AFFILIATE?

11 A. The provisions of the revised HQT OATT and the FERC's relevant orders would
12 provide a straightforward way to address oversubscription resulting from the
13 harmonization process: the scarce capacity is allocated *pro rata* among existing
14 firm customers. Uncertainty arises when one or more of the firm transmission
15 customers seek to exercise rollover rights under Section 2.2 of the revised HQT
16 OATT. Under the current HQT OATT, rollover rights apply to any firm contract
17 at least one-year in duration. Under the revised HQT OATT, and consistent with
18 the 890 *pro forma* OATT, the roll over rights are attached to contracts of at least
19 five years in duration.

20 Q. WHY CAN UNCERTAINTY ARISE WHEN ROLL OVER RIGHTS ARE
21 INVOLVED IN THE HARMONIZATION PROCESS?

22 A. This uncertainty arises because of recent actions by HQT on the HQT interface
23 with ISO-NE. As a result of the adoption of the harmonization policy, HQT
24 reduced the firm TTC on the interconnection to 1,200 MW to reflect ISO-NE's
25 limit for imports from HQT. The export capacity thus became oversubscribed.
26 HQT refused a request by Énergie Brookfield Marketing (Brookfield) to rollover
27 its transmission rights and, instead, HQT allocated all of the interface capacity to
28 its affiliate, HQP. This creates uncertainty for any customer that has transmission

⁶ Excelon Generating Co., LLC v. Southwest Power Pool, Docket No. EL02-86-001, Order Denying
Rehearing, November 22, 2002, ¶15.

1 reserved on an HQT interface because harmonization can create an over-
2 subscribed interface and the customer may face the situation like Brookfield's
3 where its rollover rights are not honored.

4
5 Q. HOW SHOULD THE REVISED HQT OATT REFLECT THE TREATMENT
6 OF ROLLOVER RIGHTS IN THE HARMONIZATION PROCESS?

7 A. HQT should adopt the policy on rollover rights used by FERC. As indicated
8 above, FERC has required transmission providers to maintain adequate
9 transmission capability to accommodate transmission customers either by
10 building adequate capacity or curtailing customers in a non-discriminatory
11 manner, i.e., *pro rata*.⁷ Because HQT cannot be expected to build new capacity
12 on the neighboring system, if HQT lowers its ATC as a result of the
13 harmonization process and this results in an oversubscribed interface, HQT must
14 invoke the curtailment procedures under section 13.6 of the revised HQT OATT
15 at the time the harmonization occurs.

16 In this process, firm transmission customers with rollover rights would be
17 allocated their *pro rata* share of the reduced capacity. When the transmission
18 term of the firm transmission customers with rollover right expires, the customers
19 can invoke their rollover rights for the portion of the capacity allocated in
20 accordance with the firm curtailment, i.e. its *pro rata* share.

21
22 B. HQT WITNESS JUDAH ROSE

23 Q. WHAT ISSUE DO YOU ADDRESS IN MR. ROSE'S TESTIMONY?

24 A. In response to an Information Request, Mr. Rose expands on his testimony
25 regarding the applicability of Order 890 Appendix K to the HQT system. In
26 particular, see Mr. Rose's July response to Information Request No. 1 questions

⁷ *Id.*

CANADA
DISTRICT OF MONTRÉAL
N° : R-3669-2008 – Phase 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Demande relative à la modification des tarifs et
des conditions des services de transport
d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier 2009
(Phase 2).

Summary of Direct Testimony

OF

DR. ROBERT A. SINCLAIR

On behalf of

**NEWFOUNDLAND AND LABRADOR
HYDRO**

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2
DEPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 2/05/201
Pièces n°: C-13-44 NZH

**POTOMAC
ECONOMICS**

ATC Calculations

ATC Calculations

- I address four issues relating to ATC calculations:
 - ✓ The time horizons for ATC calculations;
 - ✓ Allocation of transmission capacity to Native-Load customers
 - ✓ Designation of Distributor Resources (HQT witness Clermont);
 - ✓ Data Exchange and HQT Harmonization (HQT witness Hanser)

ATC Calculations -- ATC Time Horizons

- Order 890 requires ATC calculations for three time horizons (at ¶323)
 - ✓ Scheduling Horizon (same day and real-time);
 - ✓ Operating Horizon (day ahead and pre-schedule);
 - ✓ Planning Horizon (beyond the operating horizon);
- HQT has only established ATC equations for:
 - ✓ “Scheduling Horizon”
 - ✓ “Real-time horizon”, not defined in 890

In its Undertaking” No. 19 (HQT-41), HQT has clarified the time horizons for its ATC values and this satisfies this particular concern.

See RAS-1 p. 8

**POTOMAC
ECONOMICS**

ATC Calculations -- ATC Time Horizons

Mr. Clermont stated in cross examination: "[For HQT] the Scheduling horizon is equivalent to the OATT's Operation and Planning horizons." (October 18, 2010, Examination of HQT's witness Sylvain Clermont, p.124)

From Mr. Clermont's testimony, it appears the Scheduling Horizon in the proposed HQT OATT refers to the Order 890 Operating and Planning Horizons.

This suggests that HQT "real-time" horizon corresponds with the Order 890 "Scheduling Horizon".

See RAS-1 p. 8

**POTOMAC
ECONOMICS**

ATC Calculations -- ATC Time Horizons

In summary, this is how it has been suggested:

<u>HQT Term</u>		<u>Order 890 Term</u>
Scheduling Horizon	=	Operating/Planning Horizon
Real-Time Horizon	=	Scheduling Horizon

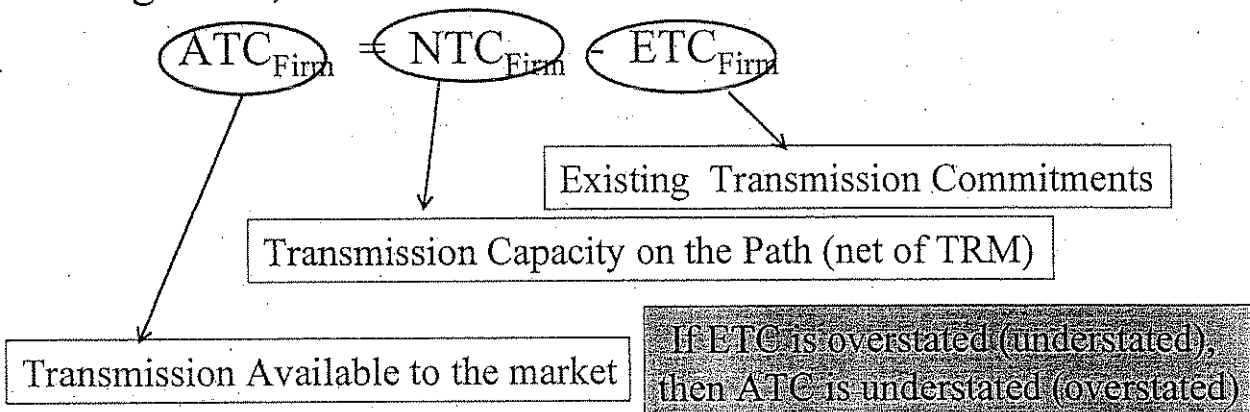
Conclusion: HQT should clearly state the time horizons in the Attachment C-1 and these should be consistent with Order 890 definitions.

See RAS-1 p. 8

**POTOMAC
ECONOMICS**

ATC Calculations – Native Load Commitments

- ETC is Existing Transmission Commitments;
- ✓ These are the existing uses of the system that cannot be reserved;
- ✓ In general,



See RAS-1 pp. 8-9.

**POTOMAC
ECONOMICS**

ATC Calculations – Native Load Commitments

ETC = PTP reservations + Native-Load Commitments



QCRD

Inconsistent with
pro forma 890 OATT

[QCRND_{Firm}
QCRND_{Non-firm}]

HQT includes improper levels of Native-Load Commitments in its Attachment C-1, which reduces Firm ATC.

See RAS-1 pp. 8-9

**POTOMAC
ECONOMICS**

ATC Calculations – Native-Load Commitments

✓ QCRD

✓ QCRND_{Firm}

✓ QCRND_{Non-firm}

QCRD

Transmission commitments on posted paths for designated Native-Load resources;

Reflected in firm commitments (ETC_{Firm})

ETC_{Firm} = QCRD + other firm commitments

Consistent
with Order
890

See RAS-1 pp. 10-12

**POTOMAC
ECONOMICS**

ATC Calculations – Native-Load Commitments

✓QCRD

✓QCRND_{Firm}

✓QCRND_{Non-firm}

QCRND_{Firm}

Transmission commitments on posted paths for non-designated resources to serve native load;

In HQT's Attachment C-1, QCRND_{Firm} is placed in firm commitments (ETC_{Firm}), which reduces firm ATC_{Firm}

It is a *pro forma* OATT violation to set aside firm network transmission to non-designated resources (See *pro forma* OATT section 28.4);

**POTOMAC
ECONOMICS**

See RAS-1 pp. 10-12

ATC Calculations – Native-Load Commitments

✓QCRD

✓QCRND_{Firm}

✓QCRND_{Non-firm}

QCRND_{Non-Firm}

Transmission commitments for non-designated
resources reserved by HQT for supplying native-load;

This is a violation of FERC comparability principle because it provides a discriminatory advantage to HQT affiliate;

This is a violation of the proposed HQT OATT because part IV is only available to the Distributor (proposed HQT OATT p. 135);

ATC Calculations ⇒ Native Load Commitments

✓QCRND_{Firm}

✓QCRND_{Non-firm}

Order 890 OATT

28.4 Secondary Service.

The Network Customer may use the Transmission Provider's Transmission System to deliver energy to its Network Loads from resources that have not been designated as Network

Resources. Such energy shall be transmitted on an as-available basis, at no additional charge.

Non-Firm

ATC Calculations – Native-Load Commitments

Conclusions:

Régie should require HQT to revise the proposed tariff as follows:

- (1) $QCRND_{\text{Firm}}$ and $QCRND_{\text{Non-Firm}}$ should be eliminated;
- (2) A single designation should be used to represent reservations from non-designated resources.

- ✓ This should reflect only “Secondary Service” granted on an “as-available basis” in accordance with Section 28.4 of the *pro forma* OATT
- ✓ This would also make Attachment C-1 consistent with the section 36.3 of proposed HQT OATT.

See RAS-1 pp. 15-19

**POTOMAC
ECONOMICS**

ATC Calculations – Native-Load Commitments

In Attachment C-1, $QCRND_{\text{Firm}}$ is included in ETC_{firm} :

$$ETC_{\text{firm}} = QCRD + QCRND_{\text{firm}} + NITS_{\text{firm}} + PTP_{\text{firm}} + ROR + GF_{\text{firm}} + OS_{\text{firm}}$$

Mr. Clermont (tr. February 11, 2011, page 104):

Le ferme et le non ferme sont plutôt utilisés pour distinguer si c'est le producteur ou le distributeur qui le font, pas.... Donc, un non ferme est inscrit par le producteur et un QCRND... un QCRND non ferme est inscrit par le producteur et un QCRND ferme par le distributeur. Et dans tous les cas, c'est une transaction de type non ferme.

English: The firm/non-firm is used to distinguish if its the producer or the distributor who is using it. A QCRND non-firm inscription is used by the producer and a QCRND firm is used by the distributor, and in all cases it is a non-firm transaction.

See RAS-1 pp. 15-19

ATC Values
Designation of Distributor Resources

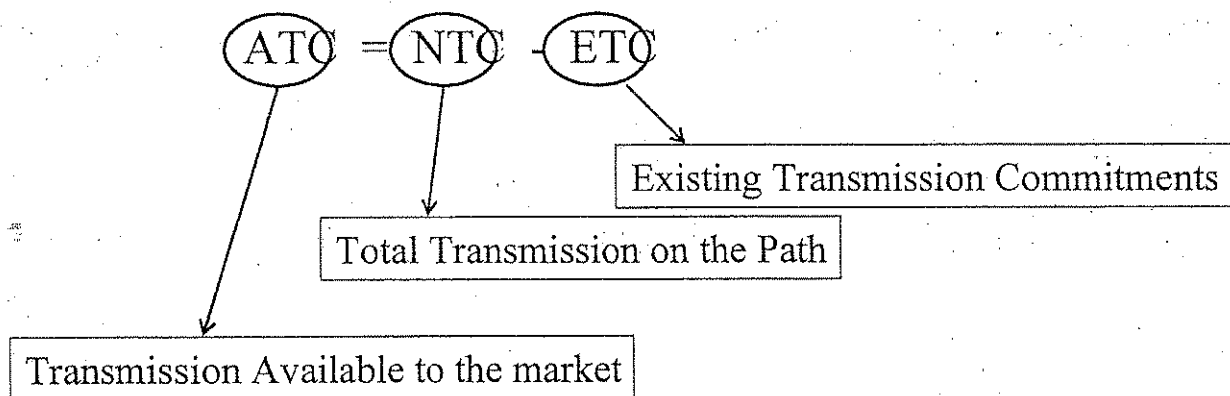
ATC Values -- Designation of Distributor Resources

- Order 890 requires network customers to designate network resources so transmission capacity can be set aside.
- Issue was raised in HQT-29 Document 5, 13(a)-(b)
- HQT witness Mr. Clermont addressed this issue on cross examination (tr. February 9, 2011, p 107-11).
- Accurate resource designations are critical to accurate ATC;
- If designations are inaccurate, ATC could be wrong;
- If ATC is wrong, transmission customers may be excluded from the market.

See RAS-1 pp. 8-9

ATC Values = Designation of Distributor Resources

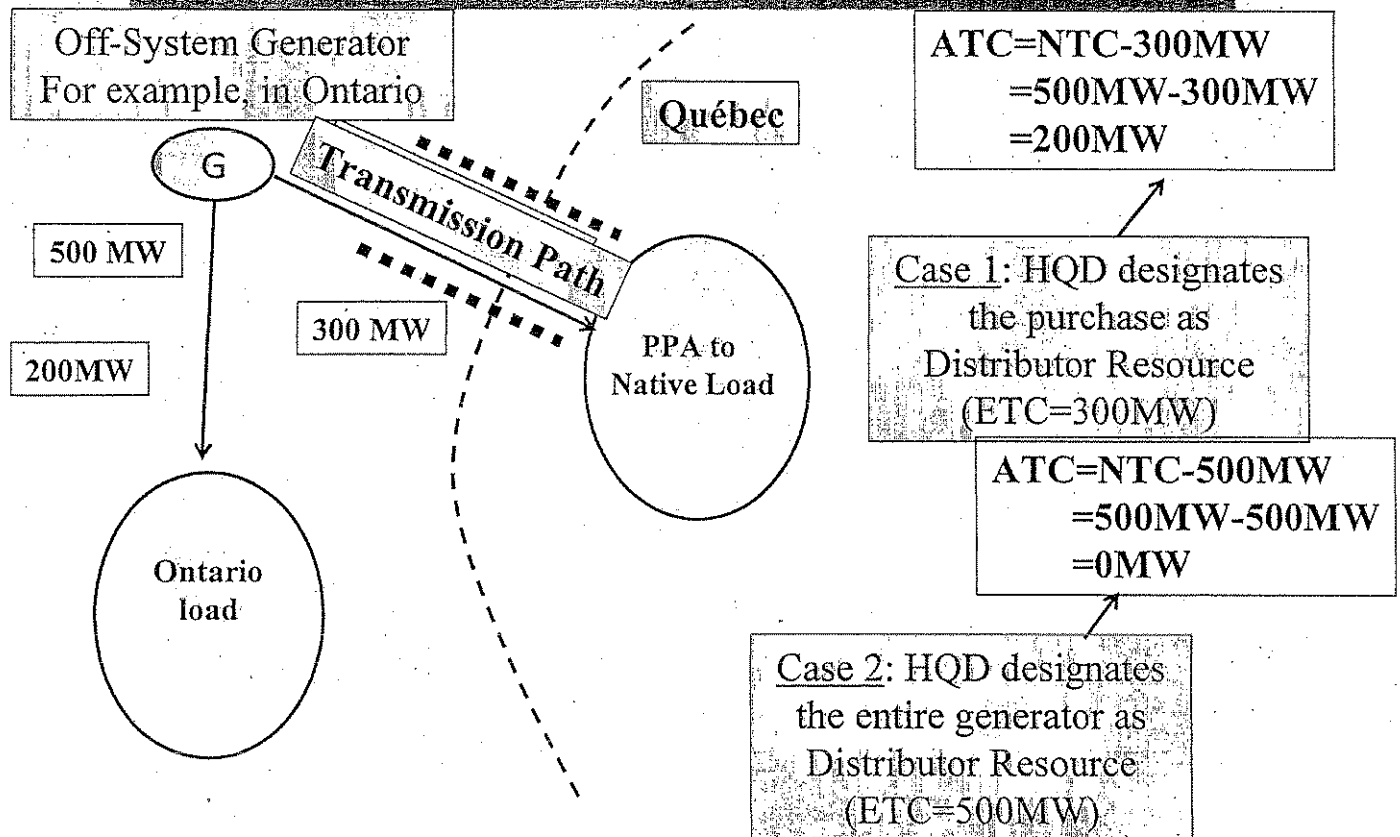
- Recall:



If ETC is overstated
then ATC is understated

See RAS-1 pp. 8-9

ATC Values -- Designation of Distributor Resources



See RAS-1 pp. 25-28; Clermont Cross, Feb. 9, 2011 87-; HQT-29 Document 5, 13(a), (b);

ATC Values -- Designation of Distributor Resources

- This is not merely a theoretical problem. Order 890 requires transmission customers to “Attest” to the designation of network resources (Order 890, Section 29.2 (viii) (requiring it for new applications); Section 31.6 (requiring it for annual updates);
- The “Attestation” must include a signed statement that for each designated resource:
- *(1) the Network Customer owns the resource [or] has committed to purchase generation pursuant to an executed contract; [and]*
- *(2) the Network Resources do not include any resources, or any portion thereof, that are committed for sale to non-designated third party load....(Emphasis added)*

See RAS-1 pp. 25-28; Clermont Cross , Feb. 9, 2011 87-; HQT-29 Document 5 ,13(a), (b);

Lack of ATC Clarity -- ETC Values

- In section 37.1 of The proposed HQT OATT has included Attestation for the Distributor, but only for the second element:

“the designated Distributor Resources do not include any resources, or any portion thereof, that is committed for sale to non-designated third party load”

- No attestation regarding ownership or contract to purchase. Section 37.1 (v):

“(1) the Distributor owns the resource, has committed to purchase generation for the amounts approved by the Régie, or pursuant to an executed contract[....]”

See RAS-1 pp. 25-28; Clermont Cross , Feb. 9, 2011 87-; HQT-29 Document 5 ,13(a), (b);

Lack of ATC Clarity – ETC Values

Importance of Attestation

- ATC values on the interconnections are based on existing commitments:


$$ATC = NTC - ETC$$

- The ETC includes interconnection capacity for importing designated native-load resources.
- Attestation helps ensure the transmission customer is not abusing the designation process to retain transfer capability to exclude competitors;
- We heard from Régie that HQT is not responsible for checking the proper designation of network resources.

See RAS-1 pp. 25-28; Clermont Cross , Feb. 9, 2011 87-; HQT-29 Document 5 ,13(a), (b);

Lack of ATC Clarity -- ETC Values

Attestation: Native-Load Transmission Customer compared to Network Transmission Customer Attestation

HQT OATT
29.2 Network Transmission

Proposed HQT OATT 37.1
Native-Load Transmission

“(1) the Network Customer owns the resource [or] has committed to purchase generation pursuant to an executed contract....[and]

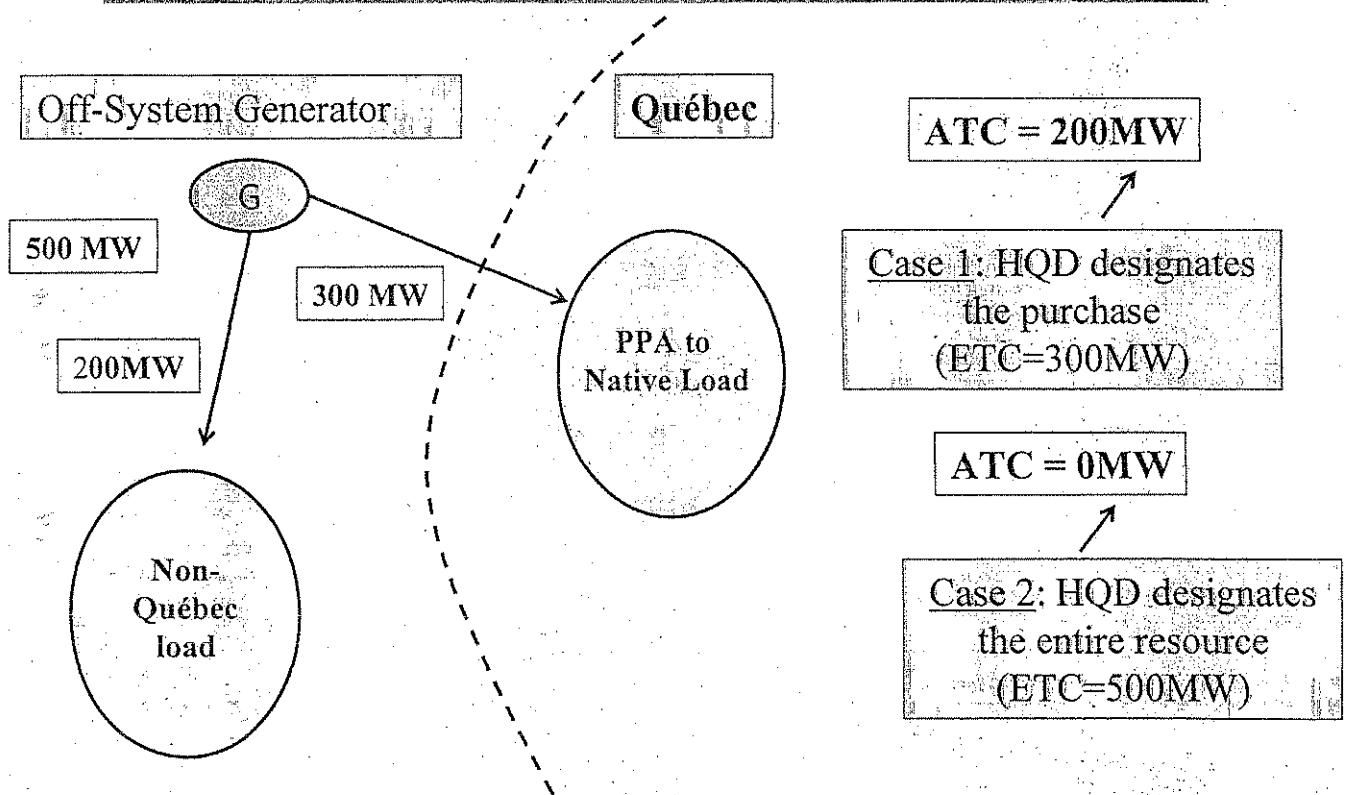
(2) the Network Resources do not include any resources, or any portion thereof, that are committed for sale to nondesignated third party load....”

~~“(1) the Distributor owns the resource [or] has committed to purchase generation... pursuant to an executed contract... [and]~~

(2) the Distributor Resources do not include any resources, or any portion thereof, that are committed for sale to nondesignated third party load....”

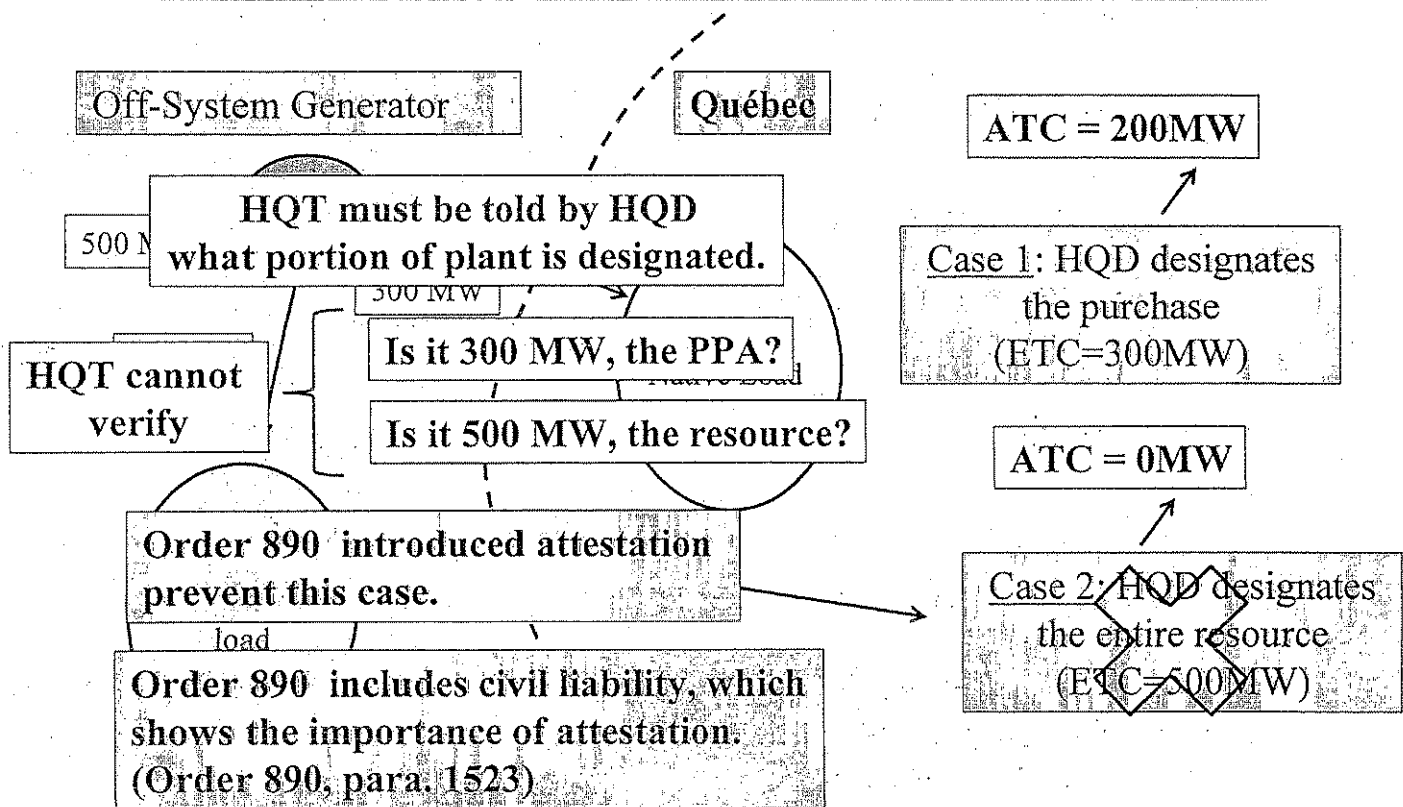
See RAS-1 pp. 25-28; Clermont Cross, Feb. 9, 2011 87-; HQT-29 Document 5, 13(a), (b);

Lack of ATC Clarity – Importance of Designation

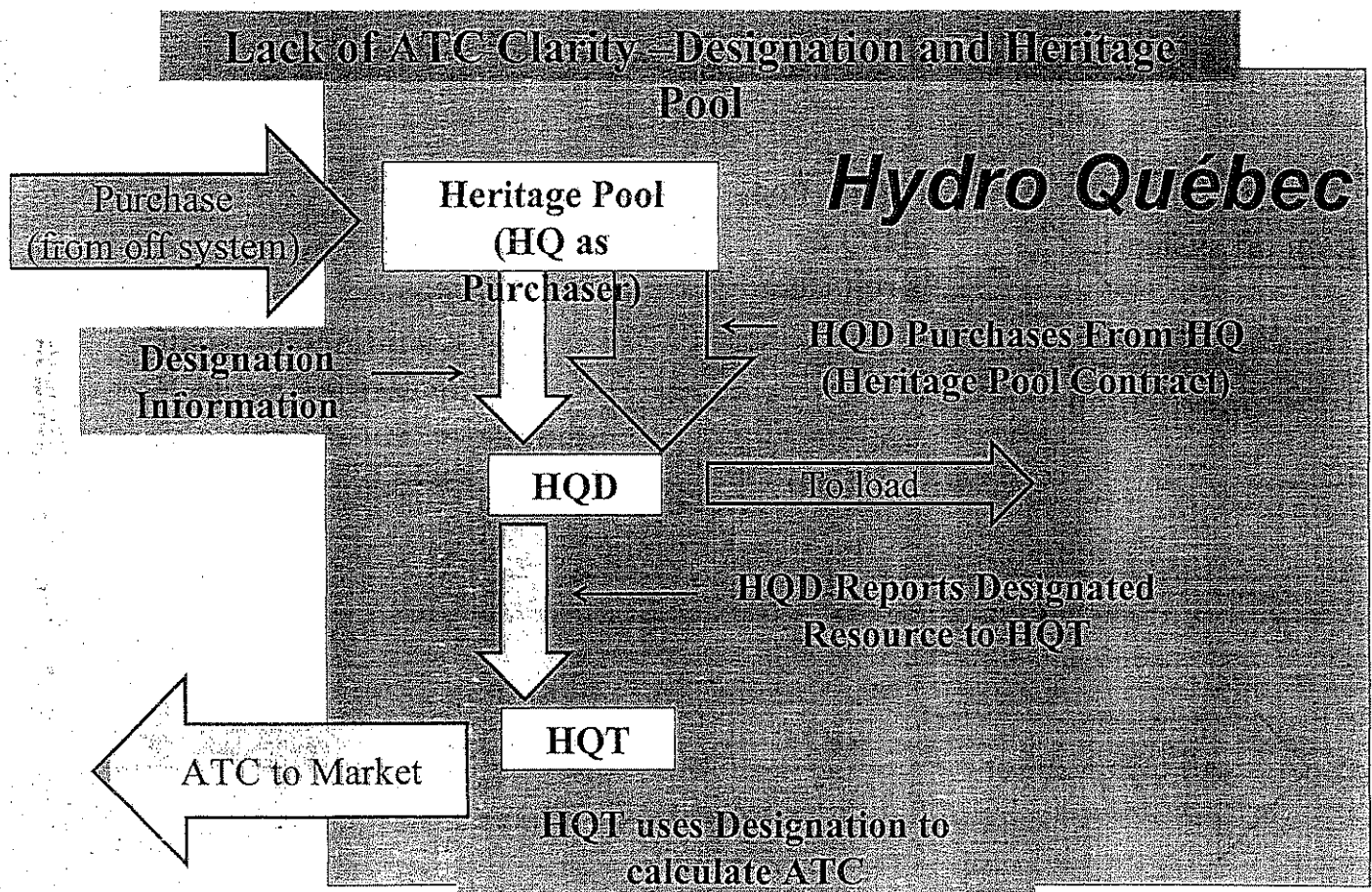


See RAS-1 pp. 25-28; Clermont Cross, Feb. 9, 2011 87-; HQT-29 Document 5, 13(a), (b);

Lack of ATC Clarity – Importance of Designation



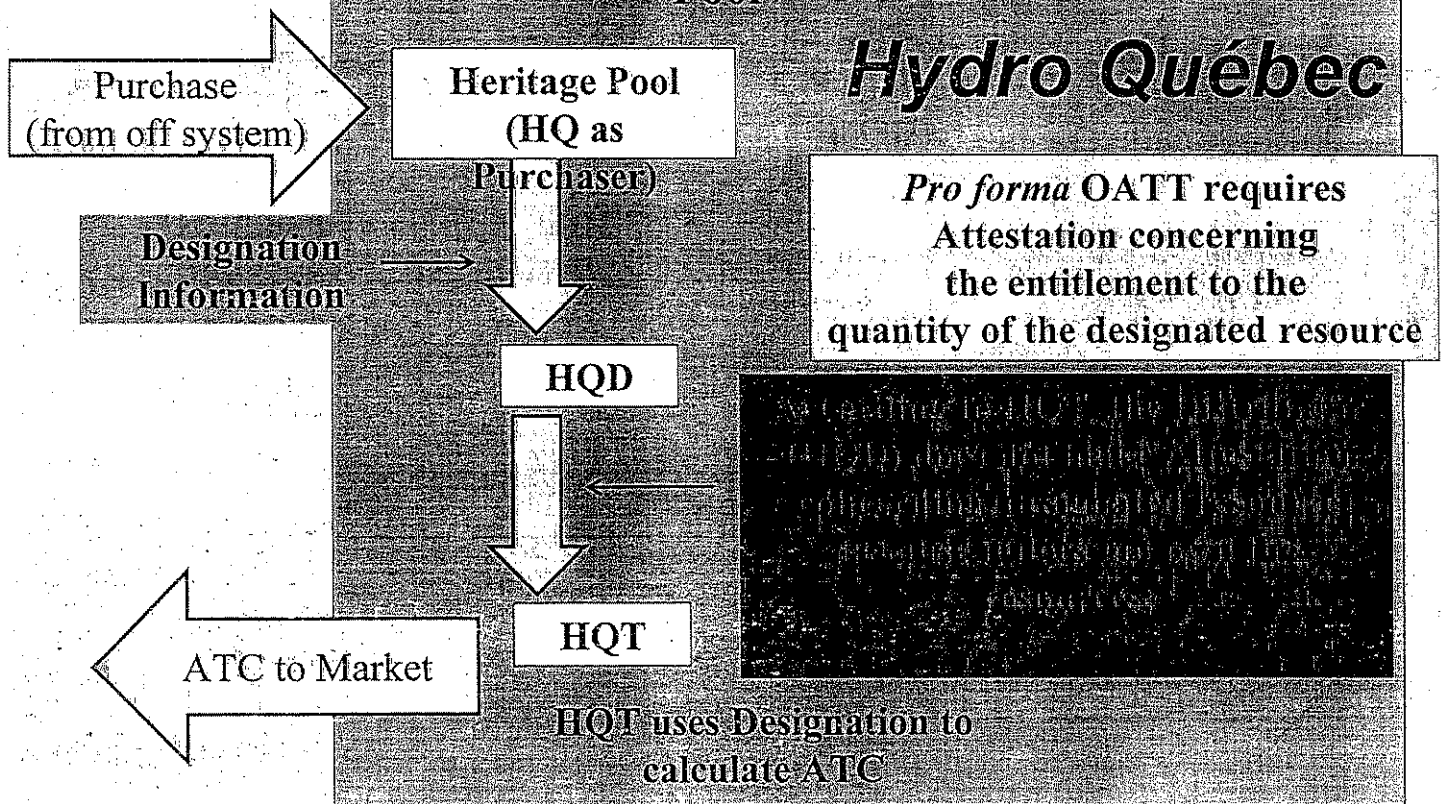
See RAS-1 pp. 25-28; Clermont Cross, Feb. 9, 2011 87-; HQT-29 Document 5, 13(a), (b);



See RAS-1 pp. 25-28; Clermont Cross , Feb. 9, 2011 87-; HQT-29 Document 5 ,13(a), (b);

Lack of ATC Clarity – Designation and Heritage

Pool



See RAS-1 pp. 25-28; Clermont Cross, Feb. 9, 2011 87-; HQT-29 Document 5, 13(a), (b);

Lack of ATC Clarity -- Conclusions

Conclusion (Attestation).

For each designated Distributor Resource (including resources used to deliver electricity to the Heritage Pool) Hydro Quebec shall attest that it owns the resource or has committed to purchase generation pursuant to a supply contract.

See RAS-1 pp. 25-28; Clermont Cross , Feb. 9, 2011 87-; HQT-29 Document 5 ,13(a), (b);

Lack of ATC Clarity – Off-System Purchases

There are further concerns about off-system purchases associated with designating resources. The proposed OATT does not conform to Order 890 in critical areas.

Order 890A, ¶839:

In order to ensure that transmission providers have sufficient information to determine the effect on ATC associated with the designation of an off-system network resource, the Commission in Order No. 890 [reporting requirements] specify exactly what information must be provided to designate an off-system network resource.

Lack of ATC Clarity -- Conclusions

Conclusions.

HQD shall designate the off-system generating resources that HQT will use to economically serve Native Load under the provisions of *pro forma* OATT (29.2):

For each off-system Distributor Resource, provide and attest to, the following:

- Identification of the Distributor Resource as an off-system resource;
- Amount of power to which the customer has rights;
- Identification of the control area from which the power will originate;
- Delivery point(s) to the Transmission Provider's Transmission System;
- Transmission arrangements on the external transmission system(s);

See RAS-1 pp. 25-31;

Designated Distributor Resources

I address two additional issues associated with designating distributor resources.

Issue 1: Designating Power Purchase Agreements (PPAs) under Parts III and IV as Designated Distributor Resources.

- Order 890 establishes the minimum quality of PPA that can be designated.

- ✓ “Make-whole” Liquidated Damages PPA

Conclusion. Régie endorse the Order 890 requirement that designated PPAs have “make-whole” liquidated damages provisions.

See RAS-1 pp. 25-31;	
----------------------	--

**POTOMAC
ECONOMICS**

Designated Distributor Resources

Issue 2: Designated resources should be “undesigned” when making third-party firm sales.

The Commission affirms the determination in [890-A] that a network customer and the transmission provider’s merchant function must undesignate each portion of each resource that is used to support a sale of system power if the buyer has not designated the purchase as a network resource (Order 890B ¶202).

Conclusion. Régie endorse the Order 890 requirement that distributor resources be undesigned when used to make third-party firm sales

✓ including undesignating a portion of each system resource when making a firm system sale.

See RAS-1 pp. 25-31;

ATC Values and Data Exchange
HQT Witness Mr. Hanser

POTOMAC
ECONOMICS

HQT Witness Mr. Hanser

- Mr. Hanser testifies on “coordination and data exchange” provisions of Order 890.
- ✓ The coordination and data exchange is a “harmonization” process:
- ✓ HQT adopts the ATC value calculated by an adjacent system when the adjacent system’s ATC value is lower.

I address two aspects of the proposed coordination and data exchange.

- (1) The proposed “coordination and exchange” does not satisfy Order 890 principles;
- (2) The process as proposed can lead to undue discrimination;

See RAS-1 pp. 36-40

HQT Witness Mr. Hanser

The proposed “coordination and exchange” does not satisfy Order 890 principles;

Compare proposed HOT OATT to Order 890

HQT's data Exchange	Order 890 Data Exchange	
(1) “Firm Capacity”	(1) Load	(6) ATC
(2) TRM	(2) Transmission Outages	Frequency
	(3) Generation Outages	(7) Source/Sink ID
	(4) Base Generation Dispatch	
	(5) Transmission bookings	

See RAS-1 pp. 37;

**POTOMAC
ECONOMICS**

HQT Witness Mr. Hanser

- Harmonization is the second step in the coordination and data exchange process.
- ✓ The first step is ensuring accurate ATC values. This process is facilitated by data exchange.
- ✓ An exchange of inputs and assumptions may increase one of the two ATC values on a border.
- ✓ If this data exchange process changes the more restrictive of the two values, the ATC will increase
- underlying value of the transmission assets will be unlocked.

See RAS-1 pp. 36-40

HQT Witness Mr. Hanser

Without appropriate safeguards, the HQT Harmonization process can lead to undue discrimination;

- HQT can identify operating reasons to reduce the ATC, causing the interface to become oversubscribed.
- ✓HQT has the incentive to allocate the scarce capacity to its sister divisions, thereby excluding competitors.
- Indeed, HQT has tried to allocate all capacity to itself in a Harmonization case involving rollover rights;

See RAS-1 pp. 36-40

**POTOMAC
ECONOMICS**

HQT Witness Mr. Hanser

Conclusion:

HQT must include safeguards in the proposed HQT OATT to ensure against discrimination when the system becomes oversubscribed.

See RAS-1 pp. 36-40

**POTOMAC
ECONOMICS**

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 18 OCTOBRE 2010

VOLUME I

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 AUDIENCE 18 OCTOBRE 2010 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE : Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureur de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureur de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureur de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureur de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SE-AQLPA) Me HÉLENE SICARD, procureur de Union des consommateurs (UC) Me STEVE CADRIN, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	LISTE DES PIÈCES Page 1 2 3 4 HQT-31: Présentation PowerPoint de 5 Sylvain Clermont. 131 6 HQT-32: Présentation PowerPoint de 7 Philip Q. Hanser. 156 8 9 ----- 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25
Page 3	Page 5
1 TABLE DES MATIÈRES 2 Page 3 4 Liste des pièces 4 5 6 Préliminaires 5 7 8 PREUVE DE LA REQUÉRANTE 9 PANEL 1 10 MARIE-CLAUDE LALANDE 11 SYLVAIN CLERMONT 12 Interrogés par Me Éric Dunberry 20 13 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin 46 14 Contre-interrogés par Me André Turmel 56 15 Contre-interrogés par Me Hélène Sicard 62 16 PANEL 2 17 PHILIP HANSER 18 SYLVAIN CLERMONT 19 Interrogés par Me Éric Dunberry 118 20 Contre-interrogés par Me Dominique Neuman ... 159 21 Contre-interrogés par Me André Turmel 195 22 23 AUDIENCE CONTINUÉE LE 19 OCTOBRE 2010 A 9 H 00 24 ----- 25	1 EN L'AN DEUX MILLE DIX (2010), ce dix-huitième (18e) 2 jour du mois d'octobre, 3 4 LA GREFFIERE : 5 Veuillez prendre place, s'il vous plaît. 6 LE PRÉSIDENT : 7 Alors, bonjour à toutes et à tous. Madame 8 Guilhaumon, pour le protocole d'ouverture? 9 LA GREFFIERE : 10 Protocole d'ouverture, audience du 18 octobre 2010. 11 Dossier R-3669-2008 Phase 2, demande relative à la 12 modification des tarifs et conditions des services 13 de transport d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier 14 2009. 15 Les régisseurs désignés dans ce dossier 16 sont monsieur Richard Carrier, président de la 17 formation, de même que madame Lucie Gervais et 18 monsieur Jean-François Viau. 19 Le procureur de la Régie est maître Jean- 20 François Ouimette. La requérante est Hydro-Québec 21 représentée par maître Éric Dunberry et maître 22 Marie-Christine Hivon. 23 Les intervenants sont Association 24 coopérative d'économie familiale de Québec 25 représentée par maître Denis Falardeau. Énergie

Page 114

1 cette occasion-là avant de demander qu'il soit
2 produit. Puis c'est ce que j'ai annoncé d'avance,
3 c'est-à-dire que je n'avais pas l'intention de les
4 produire avant qu'ils aient été vus.

5 Et si à ce moment-là il y a des réserves
6 ou des objections en cours de présentation ou au
7 moment du dépôt, bien, ces objections-là pourront
8 être soulevées. J'espère que non, j'en doute
9 beaucoup, on a quand même été prudent de synthétiser
10 ça de façon efficace.

11 Mais je pense que c'est un outil de
12 travail qui peut être utile, d'autant plus que nous
13 avons ici une approche par panel et on m'a dit qu'à
14 la Régie, des présentations de ce type ne sont pas
15 rares et inusitées, que c'est une façon de procéder
16 que la Régie connaît bien et qu'elle approuve
17 habituellement, je comprends.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Est-ce qu'il y a d'autres procureurs qui veulent
20 intervenir sur la question? Pas comme telle.

21 Me ÉRIC DUNBERRY :

22 Maître Morel me rappelle également, puis c'est à
23 juste titre, que je rencontre maître Turmel à
24 l'occasion puis c'est toujours dans des débats de
25 plaintes, nous sommes dans une cause tarifaire,

Page 116

1 générale pour le dossier devant elle. Chose
2 certaine, il est vrai que de façon assez régulière,
3 il y a des présentations PowerPoint qui sont
4 présentées à l'audience aux fins de soutenir la
5 présentation à la Régie.

6 Je pense qu'il est important que les
7 présentations soient une synthèse des faits
8 saillants ou des positions principales et non pas de
9 la nouvelle preuve. Ça, je pense que c'est une
10 règle admise par tous et où les droits des parties
11 sont réservés si quelqu'un voulait s'objecter à la
12 recevabilité d'un document qui serait déposé.

13 Au-delà de ça, bien avec l'expérience
14 peut-être la Régie pourra préciser pour le futur ses
15 attentes, mais pour aujourd'hui, procédons.

16 Me ÉRIC DUNBERRY :

17 Merci beaucoup, Monsieur le Président. Alors, j'en
18 remets des copies également aux membres de la
19 formation. Et j'en ai quelques copies
20 additionnelles si certains en recherchent.

21 Et je ne coterai pas ce document tout de
22 suite parce qu'il pourrait y avoir des
23 représentations de certains procureurs, mais à la
24 toute fin de la présentation, nous pourrions le coter
25 et le verser au dossier avec la permission du

Page 115

1 théoriquement il n'y a pas d'intérêts opposés. Il y
2 a des positions différentes, mais il n'y a pas
3 d'intérêts opposés.

4 Alors, encore une fois là, ses
5 commentaires, et je réfère à l'expression
6 suspicious, qu'on utilise rarement à l'égard des
7 collègues, je l'invite à modérer le ton et peut-être
8 à présumer que nous sommes dans une cause tarifaire,
9 parce que c'est la réalité.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Maître Turmel.

12 Me ANDRÉ TURMEL :

13 Seulement pour clarifier. Ce n'était certainement
14 pas à l'égard d'un collègue. Et si c'est sorti
15 comme ça, ce n'était pas l'intention. Simplement de
16 pouvoir quand même regarder les documents avant,
17 comme il vient de le dire. Comme il vient de
18 l'expliquer, c'est un peu plus clair, qu'on voie
19 avant qu'est-ce que c'est. Mais je n'ai pas de
20 doute à l'égard d'aucun de mes collègues ici bien
21 sûr, simplement dans la façon de faire les choses,
22 bien sûr.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Un instant. Alors, la Régie n'entend pas dans la
25 présente audience émettre une directive de procédure

Page 117

1 Tribunal.

2 Alors, sans plus tarder, Monsieur
3 Clermont, j'aimerais procéder au dépôt de documents,
4 un en fait, la pièce... Oui, vous avez raison. Ça
5 fait deux fois d'ailleurs, je m'en excuse.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Alors, Madame Guilhermond, pour l'assermentation des
8 témoins.

9 LA GREFFIERE :

10 Monsieur Phil Hanser, voulez-vous vous lever, s'il
11 vous plaît? Affirmez-vous solennellement de dire la
12 vérité, toute la vérité, rien que la vérité? Dites
13 je l'affirme. Veuillez, s'il vous plaît, donner vos
14 nom, profession et adresse d'affaires.

15 Mr. PHIL HANSER :

16 Philip Hanser, consultant, The Brattle Group,
17 Cambridge, Massachusetts.

18 LA GREFFIERE :

19 Merci.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Et vous demandez la reconnaissance du statut
22 d'expert de monsieur Hanser?

23 Me ÉRIC DUNBERRY :

24 J'allais procéder d'abord avec la présentation de
25 monsieur Clermont. Et j'allais ensuite offrir au

30 (Pages 114 to 117)

Page 118	Page 120
1 témoin la possibilité de se présenter et de déposer 2 son rapport. 3 Certains intervenants ont indiqué qu'ils 4 pourraient en contre-interrogatoire soulever 5 certaines questions concernant les compétences, 6 formation ou expertise de monsieur Hanser. Mais 7 nous ne sommes avisés d'aucune contestation de son 8 statut d'expert que j'allais établir au terme de la 9 présentation de monsieur Clermont. 10 LE PRÉSIDENT : 11 Alors, procédons. 12 PANEL 2 13 INTERROGÉS PAR Me ÉRIC DUNBERRY : 14 Q.66 Alors, Monsieur Clermont, je vous réfère à 15 un document qui vous sera exhiber à 16 l'instant, la pièce HQT-29, document 3.4, 17 document intitulé « Tableau de l'ATC 18 réseau HQT et réseaux voisins, novembre et 19 décembre 2010 ». 20 Est-ce que vous reconnaissez ce 21 document? 22 M. SYLVAIN CLERMONT : 23 R. Oui. 24 Q.67 Alors, je vous demanderais de le déposer 25 en preuve formellement sous la cote	1 qui sont proposées aux Tarifs et 2 conditions dans ce thème. 3 Essentiellement, il y en a trois. 4 La première qui consiste à remplacer 5 partout dans les tarifs l'expression 6 « capacité de transport » par l'expression 7 « capacité de transfert ». 8 Rapidement et je n'y reviendrai plus, 9 la capacité de transport fait référence à 10 la capacité d'un seul équipement, alors 11 que la capacité de transfert est un 12 concept plus large, qui inclut aussi 13 toutes les parties de réseau qui 14 contribuent à permettre le transfert de la 15 capacité. 16 C'est simplement une terminologie 17 plus adéquate. C'est également la 18 terminologie qui est largement utilisée 19 dans l'industrie maintenant. En fait, il 20 y a 12 articles qui sont visés par cette 21 modification, mais c'est essentiellement 22 donc remplacer transport par transfert. 23 La deuxième modification proposée 24 vise à préciser la méthodologie de calcul 25 de la capacité de transfert disponible,
Page 119	Page 121
1 HQT-29, document 3.4. 2 Maintenant, Monsieur Clermont, vous 3 avez préparé une présentation synthétisant 4 et présentant un sommaire des éléments 5 principaux de votre position, de la 6 position du Transporteur sur le thème 2 7 titré « Calcul de l'ATC aux fins de la 8 présentation », mais dont le titre est un 9 peu plus long. En fait, le titre complet 10 est « Uniformisation », je vais le citer 11 pour les fins de la définition du sujet, 12 « Uniformité et transparence pour le 13 calcul de la capacité de transfert 14 disponible ». Et plus particulièrement, 15 ajout de l'appendice C-1. 16 Alors, Monsieur Clermont, sans plus 17 attendre, je vous inviterais à livrer, du 18 début à la fin, sans interruption de ma 19 part, cette présentation qui contient 20 l'essentiel des points principaux de la 21 position du Transporteur, merci. 22 R. Oui. Alors, Monsieur le président, Madame 23 le régisseur, Monsieur le régisseur, 24 bonjour. Essentiellement, je vais donc 25 commencer par identifier les modifications	1 donc l'ATC, j'y reviendrai, par l'ajout 2 d'un appendice C-1 au Tarifs et 3 conditions. 4 Et finalement, vise également à 5 préciser la méthodologie qui est employée 6 par le Transporteur pour coordonner ses 7 ATC avec les réseaux voisins. 8 Les propositions aux tarifs qui sont 9 soumises par le Transporteur sont justes 10 et raisonnables à deux titres. D'une 11 part, elles permettent d'accroître la 12 transparence dans le calcul de l'ATC sur 13 les chemins qui sont affichés sur le site 14 OASIS du Transporteur, en introduisant 15 notamment les définitions plus détaillées 16 des variables, ainsi que des précisions 17 sur la méthodologie qui est utilisée. 18 Ces modifications également visent à 19 refléter les modifications qui ont été 20 apportées aux tarifs pro forma de la FERC 21 par les ordonnances 890 et suivantes, avec 22 les adaptations nécessaires au contexte 23 particulier du Québec. Par exemple, pour 24 la prise en compte des inscriptions QCRD, 25 donc de l'alimentation de la charge

Page 122

1 locale, des concepts qui ne sont pas
2 présents tels quels dans les tarifs pro
3 forma de la FERC.

4 Alors, la méthodologie de calcul de
5 l'ATC, l'équation de base, et vous verrez
6 que c'est toujours la même, alors la
7 capacité qui est disponible sur un
8 équipement ou sur une interconnexion, donc
9 l'ATC, c'est bien sûr la capacité totale
10 de transfert qui est disponible, donc la
11 capacité un peu théorique ou, comme je dis
12 souvent, la grosseur du tuyau, duquel on
13 soustrait, et j'y reviendrai avec chacun
14 des termes rapidement, duquel on doit bien
15 sûr soustraire les marges qui sont
16 requises pour l'exploitation fiable du
17 réseau. La capacité disponible. Et bien
18 sûr aussi, on doit soustraire à cette
19 capacité théorique, au TTC, les
20 réservations qui sont déjà engagées, donc
21 les existing transmissions, les ETC. Et
22 le CBM, qui est le capacity beneficiary
23 margin, qui est simple à traiter; au
24 Québec, on ne s'en sert pas, tel que c'est
25 précisé dans l'annexe C-1.

Page 124

1 c'est réservé au distributeur. Ça tient
2 essentiellement au fait que, avant une
3 décision de la Régie en 2007, qui
4 demandait au distributeur de revendre lui-
5 même ses surplus, le distributeur n'était
6 pas client du service de transport et
7 avait mandaté quelqu'un pour faire
8 l'inscription à sa place.

9 Vous trouverez aussi à l'appendice
10 C-1 qui est proposé toute la notion des
11 horizons qui sont considérés dans le
12 calcul des capacités de transfert. Alors,
13 le Transporteur propose l'horizon temps
14 réel et l'horizon prévisionnel.

15 Certains fournisseurs, en fait, le
16 fournisseur le plus populaire, si je peux
17 dire, de solutions informatiques de type
18 OASIS OATI, lui, il définit des horizons
19 programmation, exploitation et
20 planification.

21 Chez le Transporteur, l'horizon
22 prévisionnel, donc l'horizon en prévision
23 correspond à l'équivalent chez OATI des
24 horizons exploitation et planification.

25 Les modifications qui vous sont

Page 123

1 Alors, parmi les variables qu'on a
2 définies de façon beaucoup plus détaillée,
3 alors bien sûr le TTC, donc la capacité
4 théorique totale de l'installation, qui
5 varie peu dans le temps, mais tous les
6 détails s'y trouvent. L'ATC, la capacité
7 qui reste disponible. Le TRM, la marge de
8 fiabilité. Typiquement, la marge de
9 fiabilité pour tenir compte d'incertitudes
10 dans les prévisions sur une
11 interconnexion. Le TC, les capacités qui
12 sont déjà engagées, donc les réservations
13 de services de transport qui sont déjà
14 effectives, ainsi que, au Québec, dans le
15 cadre de la partie 4, les inscriptions
16 QCRD et QCRND.

17 Juste un mot rapide sur les QCRD et
18 QCRND. Il y en a de deux types. Il y a
19 des QCRND fermes qui ne peuvent être
20 utilisés que par le distributeur. Et les
21 QCRND non fermes qui ne peuvent être
22 utilisés que par le producteur.

23 Il y a quelques questions sur le fait
24 que le producteur a dans le passé fait des
25 inscriptions QCRD, alors que normalement

Page 125

1 soumises aujourd'hui sont en conformité
2 avec un certain nombre de normes de la
3 NERC. Bien sûr, ces normes ne sont pas
4 encore en vigueur aux États-Unis même si
5 elles ont été approuvées par FERC et n'ont
6 pas été déposées à ce moment-ci devant la
7 Régie dans une autre cause, qui est celle
8 du coordonnateur de la fiabilité.

9 Alors, bien sûr, si la Régie devait
10 modifier les normes telles quelles sont
11 libellées aujourd'hui aux États-Unis, bien
12 sûr le Transporteur en tiendrait compte.
13 Mais à ce moment-ci, le libellé de ces
14 normes-là est connu. Donc, on parle des
15 normes mode 001, mode 004, 008 et 029.

16 Alors, le libellé de ces normes-là,
17 tel qu'il est connu aujourd'hui,
18 l'appendice C-1 qu'on vous soumet respecte
19 ces normes-là. Mais comme je le redis,
20 elles ne sont pas approuvées au Québec.
21 Si jamais vous deviez les modifier, si
22 jamais la Régie devait les modifier lors
23 de l'approbation, bien sûr on devrait
24 faire des modifications. Si la Régie ne
25 les modifiait pas, l'appendice C-1 reflète

Page 126

1 déjà ces normes-là.

2 Il y a eu des questions aussi sur
3 l'entrée en vigueur de l'appendice C-1.
4 Bien sûr, le Transporteur avait déjà
5 indiqué que ça prenait son nouveau site
6 OASIS pour pouvoir le faire. Comme tous
7 les clients du transport le savent, le
8 nouveau site OASIS est prévu être mis en
9 service le 26 octobre prochain. Donc,
10 d'ici les deux prochaines semaines, nous
11 devrions avoir un système OASIS.

12 D'ailleurs, tous les clients ont reçu
13 les séances de formation nécessaires sur
14 ça.

15 Juste un dernier mot sur l'ATC, il y
16 a eu des suggestions dans les demandes de
17 renseignements qu'il pourrait y avoir des
18 ATC autres de calculés, par exemple, des
19 ATC pour du service conditionnel ferme,
20 avec des TRM. Nous vous soumettons que
21 l'appendice C-1, à partir du moment où
22 nous affichons une capacité de transfert
23 disponible, le client est en mesure de
24 savoir si cette capacité-là est disponible
25 pour la durée du service qu'il souhaite

Page 128

1 ordonnances 890 A, B, C, pas D. D n'en
2 parlait pas.

3 La coordination, tel qu'il est
4 présenté à l'appendice C-1, porte sur les
5 capacités fermes seulement, donc
6 important, seulement sur les capacités
7 fermes et sur tous les horizons des
8 capacités fermes. Et bien sûr, pour les
9 chemins qui sont affichés sur le système
10 OASIS du Transporteur.

11 La mise en oeuvre de la coordination
12 s'est faite... a été précédée de beaucoup
13 d'échanges avec les réseaux voisins dans
14 lequel le Transporteur a fait des études,
15 a eu des discussions avec tous les voisins
16 pour, d'une part... en fait, le premier
17 objectif, c'était de faire monter les
18 capacités du côté des réseaux américains
19 puisque typiquement nos capacités à nous
20 étaient toujours supérieures à celles
21 affichées par les réseaux américains. Et
22 donc, il y a eu plusieurs études de faites
23 pour voir comment ces valeurs-là pouvaient
24 être changées. Donc, ça a précédé la mise
25 en oeuvre de la coordination telle qu'elle

Page 127

1 avoir. Donc, nous jugeons que
2 l'information s'y trouve.

3 Certains ont proposé l'introduction
4 de nouveaux concepts, comme des capacités
5 de transfert totales, nettes, fiables. Je
6 ne vais pas les citer là, vous verrez dans
7 la preuve des intervenants. Nous vous
8 soumettons simplement que ce ne sont pas
9 des concepts standard de l'industrie et à
10 cet égard, le Transporteur ne les a pas
11 retenus dans sa proposition de
12 modifications aux tarifs.

13 Pour ce qui est maintenant de la
14 coordination des valeurs d'ATC avec les
15 réseaux voisins, alors les objectifs que
16 le Transporteur a visés dans la
17 coordination, c'était d'assurer que le
18 transport ferme sur les réseaux
19 interconnectés soient réalisables en tout
20 temps, donc que vous ayez accès au service
21 en tout temps, qu'un client ait accès au
22 service en tout temps.

23 Et tout ça se faisait bien sûr dans
24 l'esprit des différentes exigences que
25 FERC a libellées tout au fil de ses

Page 129

1 est décrite à l'appendice C-1.

2 Alors, cette méthodologie de
3 coordination essentiellement, et encore là
4 elle est décrite à l'appendice C-1,
5 consiste à prendre la valeur la plus
6 élevée entre le TRM déterminé par
7 TransÉnergie, par HQT, et celui déterminé
8 par le réseau voisin.

9 Une fois qu'on a pris la valeur la
10 plus élevée des deux TRM, alors on revient
11 à l'équation de base que je vous ai
12 soulignée tantôt, alors ATC égale TTC
13 moins TRM. Donc, du côté HQ on calcule
14 l'ATC à partir du TTC et à partir de la
15 valeur la plus élevée des TRM que je viens
16 de vous expliquer et on fait tout ça, bien
17 sûr, avant de tenir en compte des
18 réservations de services de transport et
19 dans une autre étape on réajuste en tenant
20 compte des réservations.

21 La méthodologie donc qui est choisie
22 de prendre la plus élevée des TRM, donc la
23 plus petite des capacités, ATC égale TTC
24 moins TRM, alors plus le TRM est grand,
25 plus l'ATC est petit, cette méthodologie-

33 (Pages 126 to 129)

Page 130

là donc de prendre ces valeurs-là est la plus transparente et la moins arbitraire possible, elle constitue un critère très, très clair.

Un mot rapidement sur l'impact de la coordination. Alors, sur la programmation que font les clients de leur service pas d'impact. Sur l'exploitation du réseau, encore là, pas d'impact.

Par contre, dans le cas... lorsqu'une nouvelle demande est soumise ou lors de l'exercice d'une priorité de renouvellement, il est possible, dépendant des circonstances spécifiques des interconnexions et des capacités qu'il y ait effectivement un impact.

Dans tous les cas, ça ne semble pas compromettre l'accès au réseau du Transporteur mais possiblement le type de service pour y accéder.

Je vous ai toujours dit que nous affichions les valeurs pour les chemins qui sont publiés sur le site OASIS. Alors, certains intervenants se sont demandés pourquoi on ne le faisait pas sur

Page 132

Clermont.

Me ERIC DUNBERRY :

Et sans plus tarder, nous aimerions également communiquer et distribuer aux intervenants une copie de la présentation de monsieur Phil Hanser qui sera, comme on vient de le faire, produite au terme de cette présentation-là.

Mr. Hanser, you could remove your headsets. Mr. Hanser, I was simply advising the Board that we are now proceeding with your presentation. We are distributing your presentation, your PowerPoint presentation. In a moment we will be starting.

Before that, I will ask you to produce a few documents that will be shown to you in advance so that you can confirm that you are in a position to recognize and file these documents as part of the evidence in chief of TransÉnergie.

So, the first document I'd like to show you is your actual report, Exhibit HQT-28, document 1, I believe.

M. PHILIP HANSER :

Page 131

des chemins internes. Bien, d'une part, ce n'est pas la pratique de l'industrie. Il n'y a personne qui affiche des chemins internes sauf, et comme FERC et NASEB l'ont reconnu, si ça devient nécessaire parce que ce chemin-là a une valeur commerciale, donc permet à plusieurs clients d'utiliser le chemin, c'est des concepts, là, qui sont généralement reconnus.

En plus, juste, ça aurait l'effet... ça aurait l'effet de faire des réservations de HQT à HQT et on aurait vraisemblablement des milliers de flots identifiés HQT à HQT, peu de valeur, peu de valeur rajoutée.

Alors, ça complète ma présentation, Maître Dunberry.

Q.68 Alors, merci beaucoup, Monsieur Clermont.

Alors, à moins d'objection de la part d'un intervenant ou de l'autre, nous proposons de déposer cette présentation PowerPoint sous la cote HQT-31, sauf erreur.

PIECE HQT-31 :

Présentation PowerPoint de Sylvain

Page 133

R. Yes.

Q.69 And I will wait until the document has been distributed to continue.

So, Mr. Hanser, I would like you to take a copy of your report of June 2010, Exhibit 28, document 1, titled Expert Report of Philip Q. Hanser on behalf of Hydro-Québec TransÉnergie June, 2010.

Do you recognize this document?

R. Oh yes.

Q.70 Did you prepare this report and did you perform the analysis it contains?

R. Yes.

Q.71 And do the contents of... Mr. Hanser, I would ask you perhaps to speak a bit louder. The interveners in the back are having some difficulties.

R. I'm sorry. Is that better?

Q.72 It is perhaps a bit better but I would ask you to speak as loud as you can because it's a fairly big room.

So, Mr. Hanser, the question was, do the contents of this report actually reflect your professional opinion concerning the matters and issues it

34 (Pages 130 to 133)

Page 134

1 addresses?
 2 R. Yes, it does.
 3 Q.73 I would ask you to produce this report as
 4 your Exhibit HQT-28, document 1, to
 5 constitute your written testimony and to
 6 be part of your testimony in chief for the
 7 purposes of this hearing.
 8 Now, I would like to ask you to also
 9 look at document HQT-29, document 3.2,
 10 entitled OATT Attachment C Filings by a
 11 Sample of Transmission Providers in the
 12 United States in Answering Question R34.1.
 13 Do you recognize that document?
 14 R. Yes, it was one of the documents we've
 15 produced with our report.
 16 Q.74 And I would ask you therefore to produce
 17 this document as Exhibit HQT-29, document
 18 3.2.
 19 I would also like you to look at
 20 document HQT-29, document 5.1 entitled in
 21 French Réponse à la demande de
 22 renseignements de Newfoundland and
 23 Labrador Hydro sur l'expertise de Philip
 24 Q. Hanser.
 25 Do you recognize the answers to the

Page 135

1 questions that are contained in this
 2 document?
 3 R. Yes.
 4 Q.75 And did you prepare these responses to
 5 this request for information by NLH?
 6 R. Yes.
 7 Q.76 Do you wish to make any changes to these
 8 answers?
 9 R. No.
 10 Q.77 I would therefore ask you to produce this
 11 document as Exhibit HQT-29, document 5.1
 12 as it relates to questions addressed
 13 directly to you in your capacity as an
 14 expert testifying in this matter.
 15 Now, as a last question, Mr. Hanser,
 16 I also understand that you were asked and
 17 did provide answers to a number of
 18 questions that were asked by l'ACEF? And
 19 this is found in HQT-21, document 2.
 20 There is no need for you to review that.
 21 It's a general question. Also found in
 22 answering questions from EBMI, document
 23 HQT-29, document 3, as well as answering
 24 Requests for Information from RNCREQ-UC at
 25 document HQT-29, document 6. Did you

Page 136

1 prepare the response to all the questions
 2 which were addressed to you by these
 3 interveners?
 4 R. Yes, I did.
 5 Q.78 Do you wish to make any changes to any of
 6 the answers you gave to any of these
 7 interveners in the context of the Requests
 8 for Information you received?
 9 R. No.
 10 Q.79 I would therefore ask you to produce all
 11 your responses to these requests for
 12 information contained in Exhibit HQT-21 to
 13 be part of your written testimony and
 14 testimony in chief, and I said HQT-29.
 15 Now, with these questions answered,
 16 Mr. Hanser, I would like you to take a
 17 copy of your presentation which is not in
 18 evidence yet. It will be at the end of
 19 your presentation.
 20 And first page of your presentation,
 21 Mr. Hanser, there is a one-page summary of
 22 your qualifications. Now, you may be
 23 asked questions during cross-examination
 24 with respect to these qualifications. I
 25 will not ask you any questions for a

Page 137

1 number of procedural reasons. Your
 2 qualification has not been challenged but
 3 people may ask you questions in cross-
 4 examination and you may want to use that
 5 one page to provide answers in addition to
 6 your CV.
 7 So, therefore, I would ask you to
 8 make your presentation starting on page 3,
 9 with the scope of your mandate, I will not
 10 interrupt you. I would ask you to start
 11 and end your presentation in one simple
 12 block. Thank you.
 13 R. Thank you. Good morning. Let me begin by
 14 just stating what my mandate was. And it
 15 was basically to review in my report
 16 FERC's open access transmission policy, in
 17 particular, the questions related to ATC
 18 coordination and also to opine as to
 19 whether HQT's methodology for ATC
 20 coordination complies with FERC order 890.
 21 Q.80 Mr. Hanser, I will be interrupting you,
 22 contrary to what I just said.
 23 Me ERIC DUNBERRY :
 24 Il y a une question de procédure. Maître
 25 Sicard m'a suggéré de préciser tout de suite, je

35 (Pages 134 to 137)

Page 138

1 n'ai pas demandé la qualification de monsieur Hanser
2 parce que j'ai compris, à tort ou à raison, qu'en
3 l'absence d'une contestation, les témoins experts
4 étaient qualifiés compte tenu du courrier échangé
5 entre les différentes parties.

6 Alors, j'ai compris qu'il y avait des
7 questions en contre-interrogatoire sur des éléments
8 de crédibilité mais que, à la lumière du courrier
9 reçu, nous n'avions pas à faire de voir-dire sur la
10 qualification pour obtenir une qualification
11 particulière, à moins de contestation. Alors, c'est
12 pour cette raison-là que je n'ai pas demandé
13 formellement la reconnaissance étant sous
14 l'impression que c'était le cas déjà, dans le cas de
15 monsieur Hanser.

16 Si ma compréhension est erronée,
17 évidemment je demanderais à la Régie de reconnaître
18 les qualifications de monsieur Hanser qui, sauf
19 erreur, n'ont pas été contestées formellement.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Maître Turmel.

22 Me ANDRÉ TURMEL :

23 J'avais compris pour ma part que bien que nous ne
24 contestions pas la... parce que dans le premier
25 chef, c'est la Régie qui reconnaît l'expert tel

Page 140

1 questions que j'ai en contre-interrogatoire, il y en
2 aura certaines en contre-interrogatoire qui
3 pourraient vouloir mettre en relief certaines
4 lacunes au niveau de la crédibilité des témoins.

5 Alors, dans le cas de monsieur Hanser,
6 pour accélérer les choses, j'avais compris que la
7 Régie ne voulait pas tenir de voir-dire à moins de
8 contestation.

9 Maître Turmel n'a jamais contesté la
10 qualification de monsieur Hanser. Il s'est réservé
11 le droit de contester des éléments de sa crédibilité
12 au terme d'un contre-interrogatoire.

13 Si maintenant on doit procéder par voir-
14 dire, bien, écoutez, on peut toujours le faire mais
15 ce n'était pas ma compréhension d'abord et,
16 deuxièmement, le courrier échangé par les
17 intervenants avait justement pour but d'éviter des
18 voir-dire sauf lorsque requis.

19 Me ANDRÉ TURMEL :

20 Si vous me permettez, simplement pour...

21 LE PRÉSIDENT :

22 Maître Turmel.

23 Me ANDRÉ TURMEL :

24 ... oui, clarifier, c'est que ce n'est pas... à
25 moins que si la Régie avait, avant le début de

Page 139

1 qu'il est demandé et la Régie peut, à tout venant,
2 poser des questions le matin même.

3 Alors, nous avons certainement des
4 questions. J'avais compris qu'on les ferait
5 d'entrée de jeu avant qu'il soit reconnu comme
6 expert pour vous permettre d'apprécier. Alors,
7 écoutez, un ou l'autre, là, je ne veux pas retarder
8 indûment mais j'avais certainement quelques
9 questions à poser.

10 Dans ma tête, j'allais les poser ce matin,
11 maintenant, avant qu'il soit reconnu comme expert
12 pour nous aider à comprendre dans quel cadre il fait
13 son expertise.

14 Alors, ce ne sera pas très long, Monsieur
15 le Président, j'ai deux ou trois questions.

16 Me ÉRIC DUNBERRY :

17 Monsieur le Président, je comprends que la Régie a
18 une procédure particulière d'inviter les
19 intervenants à se prononcer avant que les témoins se
20 présentent. Dans le cas de monsieur Hanser le
21 courrier été échangé. Nous avons communiqué notre
22 position à l'égard de l'ensemble des experts et je
23 ne m'attends pas à faire un voir-dire sur la
24 qualification dans les cas où je n'ai pas contesté
25 la qualification mais sur les 10, 20, 30 ou 40

Page 141

1 l'audience, reconnu l'expert comme tel, on n'aurait
2 pas ce débat-là ce matin, on l'aurait fait dans le
3 cadre du contre-interrogatoire.

4 La Régie n'ayant pas encore statué, comme
5 elle va peut-être le faire dans quelques minutes,
6 alors la coutume veut à la Régie qu'on permette de
7 poser des questions pour que lorsqu'on entend le
8 témoin, on ait déjà en tête au moins les questions
9 d'usage sur l'expérience requise, qu'est-ce qu'il a
10 fait à l'égard des 890, et caetera.

11 Donc, je ne veux pas faire un long débat,
12 là, mais ça m'apparaît... honnêtement, dans notre
13 esprit, on faisait, comme on fait toujours à la
14 Régie, simplement poser ces questions avant que le
15 Banc de la Régie ne reconnaisse le témoin tel quel.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Maître Sicard.

18 Me HÉLENE SICARD :

19 Mon confrère a souligné mon intervention. Le but
20 était seulement de lui rappeler qu'il doit faire
21 reconnaître par la Régie la qualification de son
22 expert. Ce n'est pas parce qu'on ne l'a pas
23 contestée, qu'il est automatiquement reconnu expert
24 par le Banc. Le Banc doit se prononcer avant le
25 témoignage. C'est dans ce sens-là, là, que je suis

36 (Pages 138 to 141)

Page 142

1 venue mettre en mémoire à mon confrère qu'il devait
2 faire cette demande-là.
3 Nous, on n'a pas de question pour monsieur
4 Hanser mais j'avais vu dans des courriels qu'il y a
5 des intervenants qui avaient des questions.
6 LE PRÉSIDENT :
7 Maître Hamelin.
8 Me PAULE HAMELIN :
9 Alors, de notre côté, on avait deux questions à
10 poser à monsieur Hanser. C'est une chose si, compte
11 tenu qu'il n'y a pas de débat en tant que tel sur la
12 qualification d'expert que mon collègue juge de ne
13 pas avoir à faire de voir-dire, c'est correct, mais
14 ça n'empêche pas la possibilité pour nous de poser
15 des questions avant que vous puissiez déterminer le
16 statut de cet expert-là.
17 Alors, généralement, je ne pense pas... je
18 comprends qu'il n'a pas à faire de voir-dire de son
19 côté parce qu'il juge que la preuve est au dossier.
20 On aura deux questions. Quant à moi, j'aimerais
21 mieux que ce soit fait tout de suite et ça pourra
22 peut-être, effectivement, comme mon collègue l'a
23 dit, éclairer la présentation qu'il rendra.
24 Me ÉRIC DUNBERRY :
25 Monsieur le Président, le rapport de monsieur Hanser

Page 144

1 qualification, le témoin procède avec son rapport
2 qui est déposé et les questions sont posées en
3 contre-interrogatoire.
4 Faire deux contre-interrogatoires, c'est-
5 à-dire un sur la crédibilité dans un voir-dire et un
6 second sur le fond, c'est deux interrogatoires et
7 habituellement un contre-interrogatoire n'est pas
8 scindé. C'est un voir-dire sur la qualification et
9 un contre-interrogatoire sur le fond.
10 Alors...
11 LE PRÉSIDENT :
12 Disons que... Maître Hamelin, oui.
13 Me PAULE HAMELIN :
14 En fait, si vous me permettez, c'est juste une
15 question d'ordre des choses, là, puis les deux
16 questions que j'ai à poser pourraient effectivement
17 être posées dans le cadre de l'interrogatoire, le
18 contre-interrogatoire de... et notre objectif, mon
19 objectif de mes représentations, ce n'est pas
20 justement de faire faire le débat sur le voir-dire.
21 Ma compréhension c'était qu'il présentait son
22 témoin, que si nous avions des questions à poser sur
23 les qualifications, qu'on le faisait là et qu'il y
24 ait ensuite la détermination de la Régie sur le
25 statut de cet expert-là.

Page 143

1 a été déposé sans aucune contestation ni objection.
2 Normalement, la Cour lorsqu'on conteste la
3 qualification d'experts, on s'oppose au dépôt du
4 rapport, on a déposé le rapport, il n'y a pas eu de
5 contestation, j'avais présumé.
6 Alors, Monsieur le Président, si vous
7 voulez, et à la demande des intervenants, avec les
8 conséquences de cette demande en termes de gestion
9 de temps, je vais demander à monsieur Hanser, si
10 vous le souhaitez, de présenter son curriculum vitae
11 et de prendre le temps qu'il faudra.
12 Ce n'est pas notre souhait parce que nous
13 voulions procéder, comme vous nous l'aviez indiqué,
14 je pense. Si la Régie ne juge pas utile de faire le
15 voir-dire et si certains intervenants le jugent
16 préférables, je demanderais une question à monsieur
17 Hanser et de simplement... de confirmer qu'il est un
18 expert suivant la description qui a été fournie à la
19 Régie il y a quelques semaines et on procédera
20 ensuite.
21 Parce que ce qu'on appelle un voir-dire,
22 là, il faut bien se le dire, là, c'est quand on
23 conteste la qualification. Quand on conteste la
24 crédibilité, on fait un contre-interrogatoire.
25 S'il n'y a pas de contestation de la

Page 145

1 Il s'apprête à faire sa présentation et
2 vous ne l'avez pas encore reconnu. Alors, c'était
3 juste de cette façon-là qu'on voulait... merci.
4 LE PRÉSIDENT :
5 Maître Turmel.
6 Me ANDRÉ TURMEL :
7 Sans allonger le débat, effectivement, écoutez, ce
8 n'est pas parce que devant les tribunaux supérieurs
9 on agit d'une telle manière, de manière générale, ça
10 fait 10 ans qu'on fait ça de la manière que l'on
11 suggère à la Régie. C'est à vous à le reconnaître.
12 Alors, nous aussi on souhaite procéder rapidement,
13 Monsieur le Président.
14 LE PRÉSIDENT :
15 Donc, ici, il s'agit d'une question de procédure,
16 lorsqu'il y a une demande de reconnaissance du
17 statut d'expert, le règlement prévoit que dans le
18 cas d'une audience d'un témoin expert, la
19 contestation doit se faire dans un délai raisonnable
20 avant le témoignage et la Régie en dispose à
21 l'audience.
22 Même s'il n'y a pas de contestation par
23 les intervenants, la Régie peut avoir des questions
24 pour la qualification d'expert. Donc, la Régie rend
25 sa décision sur la qualification de l'expert avant

37 (Pages 142 to 145)

Page 146	Page 148
1 le témoignage, accepte à moins qu'elle ait des 2 questions qui l'amènent à conclure au contraire. 3 Et la Régie comprend que maître Hamelin 4 aura peut-être des questions sur la portée de 5 l'expérience ou autre sans contester le statut mais 6 ces questions pourront être posées dans le cadre de 7 son contre-interrogatoire. Donc, pour maître 8 Turmel, à moins que vous réserviez vos droits de 9 contester l'expertise de monsieur Hanser, je vais 10 vous permettre le voir-dire pour éviter... 11 Me ANDRÉ TURMEL : 12 Écoutez, je ne veux pas indûment le faire, là. Je 13 peux revenir plus tard puis poser les mêmes 14 questions. 15 LE PRÉSIDENT : 16 C'est correct. Ça va. 17 Me ANDRÉ TURMEL : 18 On va continuer. 19 LE PRÉSIDENT : 20 Tout à fait, O.K. 21 Me ANDRÉ TURMEL : 22 Oui. 23 LE PRÉSIDENT : 24 La Régie, pour sa part, n'aura pas de question comme 25 tel, donc reconnaît le statut d'expertise demandé,	1 consistency of ATC values on either side 2 of an interface irrespective of ATC 3 methodologies. Maybe it's worth spending 4 just a moment here. 5 There are potentially three 6 methodologies that have been adopted by 7 the North American Electric Reliability 8 Council. They all involve basically some 9 mechanism for evaluating the capability to 10 move power between two adjacent 11 transmission service providers. More 12 generally, it's between two independent 13 system operators or regional transmission 14 organizations but they equally apply, for 15 example, between utility and service 16 territory. 17 So, one of the issues that arises is 18 because the FERC does not require the same 19 methodology to be used by adjacent ISOs or 20 transmission service providers to be the 21 same, the question that arises: How do 22 you arrive at consistent values for the 23 same interface on either side of the 24 interface. 25 And the FERC has requested that
Page 147	Page 149
1 donc permet de procéder. 2 Me ÉRIC DUNBERRY : 3 Merci, Monsieur le Président. 4 Q.81 Mr. Hanser, we're now back on page 3. I 5 would simply ask you to continue your 6 presentation describing your mandate and 7 proceeding further with your presentation. 8 R. Sure. Let's see. Do I... let me just 9 repeat briefly the mandate just for the 10 sake of continuity. 11 My report presented providing some 12 background information in terms of FERC's 13 open access transmission tariffs, orders 14 888, 889, 890, what the implications are 15 for the market and why they were put into 16 place and also discussed their 17 implications relative to the calculation 18 of available transmission transfer 19 capability or transfer capacity. And then 20 to render some opinion as to whether HQT's 21 methodology for ATC and then to render an 22 opinion with regard to whether HQT's ATC 23 calculations were compliant with FERC's 24 order 890. 25 So, the issue is a question of	1 anything that be done, be done in such a 2 way as to ensure such consistency, okay? 3 So, the FERC has required that that 4 process of calculating these ATCs 5 basically have transparency and 6 consistency and accuracy and so on so that 7 basically there is not a mechanism by 8 which all market participants understand 9 what's the capability of the system to 10 move power from one side to the other and 11 back and forth, okay. 12 There is, you know, discretion as far 13 as the transmission service providers with 14 regard to how to coordinate the ATC values 15 and the relevant circumstances but there 16 is also recently under order 729 a 17 requirement to set these standards in such 18 a way as to be compliant with FERC... with 19 NERC rather, the North American Electric 20 Reliability Council. 21 The sections to look at, to review 22 relative to the HQT methodology in 23 attachment C-1, you can find in the last 24 paragraph of sheet 198 also Section 3-A, 25 sub-bullet 2, 3D, sub-bullet 1 and Section

38 (Pages 146 to 149)

Page 150

1 3D, sub-bullet 2.

2 The approach that HQT has taken is
3 what's known as the lowest common
4 denominator approach. It's an approach
5 that has been taken by others, in
6 particular, by main power. It's slid in
7 one of the responses I had and also by
8 BCTC with regard to calculation.

9 Next page. Let me sort of step back
10 and try and explain sort of this, the
11 overall situation that the FERC faces with
12 regard to ATC.

13 Okay. So, ATC is that portion of
14 transfer capability which is clearly
15 directable by an ISO or a transmission
16 service provider.

17 Now, the reason I use the term
18 "clearly, directly providable" is because
19 between two transmission service providers
20 which are adjacent, there are going to be
21 lots of flows of electricity that the
22 transmission service provider in some
23 sense can't control, all right. We call
24 those inadvertent flows.

25 So, ATC really refers to those flows

Page 152

1 service providers doesn't have to happen
2 with the HQT system.

3 If you're an ISO and PGN or ISO New
4 England, in order to estimate the
5 controllable flow between two areas, you
6 basically have to do a large scale
7 analysis of not only your system but the
8 neighbouring systems and understand what
9 the position of the generators are, what
10 the transmission system is doing, what the
11 load is doing and so on in order to get an
12 estimate of what you think is likely to be
13 the capability of that system to flow into
14 yours.

15 And you need to provide in essence
16 that same information to them.

17 In the case of HQT, HQT looks like
18 relative to ISO New England and the other
19 transmission service providers just a big
20 generator. It's just a line with a
21 generator at the end and power flows out
22 of it and into their area.

23 And so, it's a much more simple
24 process for HQT to do the calculation
25 because it doesn't have to worry about all

Page 151

1 which the transmission service provider
2 can guarantee, can occur between two
3 systems, all right? That's important to
4 understand because controllability is a
5 real issue relative to the mass majority
6 of independent system operators and
7 transmission service providers because
8 electricity goes wherever it wants to. I
9 mean, it sort of like, you know, I've
10 given the analogy before, what ends up
11 happening is you have a bathtub with lots
12 of holes. You pour water into the bathtub
13 and the water goes wherever it wants.
14 That is sort of the way electricity is on
15 those transmission systems.

16 It's not that way on an HQT system.

17 The HQT system doesn't have the
18 synchronicity that it's adjacent to, but
19 physically in terms of the transfer of
20 electricity between the two to its
21 adjacent areas it's not synchronism. Its
22 interfaces are fully and completely
23 controlled. So, this question about
24 inadvertent flows that requires
25 substantial analysis by other transmission

Page 153

1 the other kinds of things that go on, it
2 can really rely on basically the physical
3 capability of its interconnection to the
4 other system to determine how much it can
5 transfer to the other system, okay.

6 So, in some sense, it has a hose or a
7 pipeline that directly goes from their
8 system into the other system. It doesn't
9 have a bathtub where all the water is
10 flowing all over the place and the other
11 system has to worry about that, okay?

12 So, the process is fairly
13 straightforward. It's kind of a simple
14 two-step process. It sets the TRM, that's
15 the transmission reliability margin and
16 again the transmission reliability margin
17 is that sort of piece of the transmission
18 transfer capability which is assigned for
19 variations in load and because generators
20 don't meet their dispatch as they're
21 supposed to and so on as opposed to what's
22 known as the CBM, the capacity benefit
23 margin which is really about losing a
24 generator. An emergency situation happens
25 and you need to have a piece of that

39 (Pages 150 to 153)

Page 154

1 transfer capability set aside.

2 In the case of HQT, I believe in the
3 document, you can read that it says it
4 sets the CBM generally to zero and so
5 that's not part of the process.

6 So, it determines, sets the TRM, the
7 transmission reliability margin,
8 transmission reliability margin to the max
9 of what its system requires and what the
10 neighbouring or joining ISO requires.

11 In the second process, it simply
12 takes the total transfer capability of its
13 interface, the pipeline that it has to
14 this other side and subtracts off the TRM.
15 And that becomes the ATC that's available
16 before including existing transmission
17 contracts. Okay.

18 And, you know, we can go into the
19 history of HQT and then we already
20 mentioned the A synchronicity and the
21 controllability of its interties. You
22 know, it's just a very different system
23 than basically its neighbours in a lot of
24 ways and it's ensured by virtue of its
25 interconnections to maintain that

Page 156

1 don't arise relative to the HQT system
2 because of the relative simplicity of its
3 interconnection.

4 Q.82 Thank you, Mr. Hanser. So, this will
5 complete this presentation. We would like
6 to produce Mr. Hanser's PowerPoint
7 presentation. The Exhibit number would
8 be... actually we're now being asked to
9 give two numbers, one HQT-32. The other
10 one would be B, like Bertrand, B-158 as a
11 sequence number as well. So, we would be
12 producing formally into the record this
13 PowerPoint presentation.
14 PIECE HQT-32 :
15 Présentation PowerPoint de Philip Q.
16 Hanser.

17 Me ERIC DUNBERRY :

18 We have no other questions in chief for
19 Mr. Hanser who is now available for cross-
20 examination.

21 We also would like to refer to Exhibit
22 HQT-31 as being Exhibit B-157 également.

23 Alors, Monsieur le Président, voilà pour
24 la présentation en chef concernant le second thème.
25 Merci.

Page 155

1 difference, all right, that is to say by
2 virtue of the fact that it only
3 interconnects by DC which is controllable
4 or if it interconnects by AC, isolates
5 that generator away from its system so
6 it's only connected to the other system
7 that it's capable of doing this.

8 From my review of what has been done,
9 it appears completely that it provides
10 consistent ATC values on either side of
11 the interface. It's predictable and
12 accurate and meets all the requirements in
13 terms of capability to forecast. And its
14 methodology because of the nature of the
15 HQT system relative to other systems, is a
16 relatively simple one and doesn't
17 necessarily get involved with the kind of
18 contentious load flow analysis that often
19 happens with other transmission systems.

20 Frankly, I've been fortunately or
21 unfortunately involved in some of those
22 arguments and, you know, every modeler has
23 a belief about how the way the world looks
24 and their load flow models tend to look
25 like that and those kinds of arguments

Page 157

1 LE PRÉSIDENT :

2 Très bien. Donc, nous allons prendre une pause
3 lunch avant de procéder au contre-interrogatoire.
4 Il est 12 h 20. Nous allons reprendre à 1 h 30 et
5 continuer avec l'audience.

6 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

7 REPRISE DE L'AUDIENCE

8 LE PRÉSIDENT :

9 Alors, reprise de l'audience. Nous en serions au
10 contre-interrogatoire.

11 Me ÉRIC DUNBERRY :

12 Oui, tout à fait, nous en sommes au contre-
13 interrogatoire, Monsieur le président. Nous ne
14 reprendrons pas la présentation PowerPoint; madame
15 Lucie Gauthier a repris son poste derrière. Alors,
16 il n'y aura pas de présentation durant le contre-
17 interrogatoire.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Donc, pour ce deuxième panel et un peu pour la durée
20 de l'audience, la Régie compte procéder en ordre
21 alphabétique inverse et on va alterner à chaque fois
22 d'un panel à l'autre. Donc, pour l'Union des
23 municipalités du Québec, pas de questions. Union
24 des consommateurs, Maître Sicard?

25 Me HÉLENE SICARD :

40 (Pages 154 to 157)

Page 158

1 Avec votre permission?
 2 LE PRÉSIDENT :
 3 Oui.
 4 Me HÉLENE SICARD :
 5 Pour sauver ma voix, j'ai demandé à ce que EBMI et
 6 maître Turmel, qui ont couvert le même sujet,
 7 procèdent avant moi. Comme ça, s'ils couvrent des
 8 sujets où j'avais des questions, je n'aurai pas à
 9 m'adresser à vous. Si ça ne vous gêne pas, ils ont
 10 accepté.
 11 LE PRÉSIDENT :
 12 Pas de problème.
 13 Me HÉLENE SICARD :
 14 Merci.
 15 LE PRÉSIDENT :
 16 Et ça vaut pour la RNCREQ aussi, j'imagine,
 17 aujourd'hui?
 18 Me ANNIE GARIÉPY :
 19 La RNCREQ n'aura pas de questions pour ce sujet-ci.
 20 Les prochains peut-être que j'en aurai.
 21 LE PRÉSIDENT :
 22 Très bien. Ontario Power Generation? Pas de
 23 questions. Donc, pour Newfoundland et Labrador
 24 Hydro, Maître Turmel?
 25 Me ANDRÉ TURMEL :

Page 159

1 Excusez-moi, donnez-moi deux minutes pour que je
 2 m'organise, je croyais que... alors j'arrive là.
 3 LE PRÉSIDENT :
 4 Oui, oui. Nous aurions peut-être dû l'annoncer ce
 5 matin. Pardon, j'ai oublié, Maître Neuman de
 6 Stratégies énergétiques, avez-vous des questions,
 7 Maître Newman, oui? La place est à vous.
 8 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :
 9 Bonjour, Monsieur le Président. Bonjour, Madame et
 10 Monsieur les régisseurs.
 11 Q.83 Bonjour, Monsieur. Dominique Neuman pour
 12 Stratégies énergétiques et l'Association
 13 québécoise de lutte contre la pollution
 14 atmosphérique.
 15 D'abord, j'aimerais que vous me
 16 confirmiez que l'objectif de Hydro-Québec
 17 TransÉnergie, avec le nouvel appendice
 18 C-1, est un objectif de transparence à
 19 l'image de ce qui a été recommandé par la
 20 FERC. Est-ce que c'est comme ça que vous
 21 qualifieriez l'ajout de cet appendice C-1
 22 aux Tarifs et conditions du Transporteur?
 23 M. SYLVAIN CLERMONT :
 24 R. Dans les tarifs actuels, il y a déjà un
 25 appendice C, comme vous savez, qui

Page 160

1 contient je crois trois pages et demie.
 2 Cette fois-ci, on en propose un de, je ne
 3 sais pas, une quinzaine de pages. Oui, de
 4 toute évidence, et FERC a mis beaucoup
 5 d'emphase dans les nombreuses ordonnances
 6 sur la nécessité de publier plus
 7 d'informations.
 8 Q.84 Est-ce qu'il serait correct également de
 9 dire que l'objectif de l'ajout d'un tel
 10 appendice est de s'assurer ou de permettre
 11 à ce que toute personne ou est-ce qu'à un
 12 intéressé puisse, à l'aide de
 13 l'information qui est énumérée dans cet
 14 appendice, reconstituer elle-même le
 15 calcul, que ce soit de la TTC ou de l'ATC,
 16 qui serait disponible sur un chemin donné
 17 pour un horizon de temps demandé pour un
 18 service qui serait demandé?
 19 R. Bien sûr, l'annexe ne fournit pas les
 20 données nécessaires, mais fournit les
 21 équations que les systèmes du Transporteur
 22 utilisent pour arriver aux résultats.
 23 Mais bien sûr, l'appendice n'étant pas
 24 dynamique, les données ne s'y trouvent
 25 pas. Mais les données se trouvent déjà

Page 161

1 sur le site OASIS du Transporteur. Oui,
 2 les données se trouvent déjà sur le site
 3 OASIS. Donc, oui, un intervenant peut
 4 arriver à reconstituer le calcul du
 5 Transporteur.
 6 Q.85 Quand on parle de données, vous dites que
 7 les données sont sur le site OASIS. Avant
 8 de vous poser la prochaine question,
 9 spécifiez de quelles données vous parlez.
 10 R. Bien, les valeurs de TTC, les retraits,
 11 les valeurs de TRM, les valeurs des
 12 variables qui rentrent dans l'équation.
 13 Q.86 Et les données de base qui servent à
 14 calculer ces TTC et TRM, celles-ci, je
 15 comprends bien qu'elles ne sont pas déjà
 16 disponibles, qu'elles ne sont pas
 17 publiquement disponibles sur OASIS?
 18 R. Je ne suis pas sûr que je comprends à quoi
 19 vous faites référence très exactement.
 20 Q.87 Les données de base qui permettraient à
 21 une personne de reconstituer elle-même le
 22 TRM ou de reconstituer elle-même le TTC,
 23 ces données ne sont pas disponibles?
 24 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
 25 Excusez-moi, Monsieur le Président. Je crois savoir

41 (Pages 158 to 161)

Page 162	Page 164
1 à quoi mon confrère fait référence. Et s'il fait 2 référence aux mêmes données qui sont discutées dans 3 le cadre de la question de la planification ouverte 4 et l'appendice K, je crois que si c'est de ça dont 5 il discute, ce serait préférable de conserver les 6 questions concernant là où sont données les 7 informations et les processus actuels de divulgation 8 dans le cadre de la discussion du thème 3 sur la 9 planification ouverte. 10 Je pense que monsieur Clermont a déjà 11 répondu de quelles données, à quoi il faisait 12 référence relativement à l'appendice C-1. Alors, 13 j'inviterais mon collègue à poser des questions sur 14 les autres types de données. Puis je l'ai vu 15 confirmer là, il pourra faire, vous le confirmez, 16 garder ça pour le panel sur la planification 17 ouverte. 18 LE PRÉSIDENT : 19 Maître Neuman. 20 Me DOMINIQUE NEUMAN : 21 Oui. Les questions que nous avons à poser ne sont 22 pas identiques sur le sujet spécifique de l'ATC, 23 TTC, que celles que nous poserons sur la question 24 des données, de ce qu'on pourrait appeler comme 25 étant liées à l'appendice K. Donc, c'est des	1 pas TRM égale A moins B plus C divisé par 2 D. Donc, le TRM est une valeur et cette 3 valeur se trouve sur le site du 4 Transporteur. Même chose pour le TTC. 5 Ce qui est important dans les 6 ordonnances de FERC et pour les clients, 7 c'est de voir la capacité qui est 8 disponible pour fins d'utilisation du 9 réseau ou d'une interconnexion. 10 Q.89 J'aurais besoin d'une précision sur votre 11 dernière réponse. On va commencer par le 12 TRM. Le TRM, est-ce que vous êtes 13 d'accord avec moi que ce n'est pas une 14 donnée constante, ce n'est pas un 15 pourcentage, par exemple, de marge qui est 16 appliqué de façon constante sur tous 17 les... sur la totalité du réseau. Est-ce 18 que je comprends, est-ce que c'est 19 correct? 20 R. Ce n'est pas une donnée constante. Elle 21 est spécifique à chacun des types d'inter- 22 connexions, par exemple. 23 Q.90 Etes-vous d'accord également que le TRM, 24 la marge de fiabilité de transfert, n'est 25 pas la même selon que l'on considère un
Page 163	Page 165
1 questions spécifiques à l'ATC et TTC que je pose 2 maintenant. 3 Ce n'est pas les mêmes et, effectivement, 4 il est question de disponibilité des données dans 5 les deux cas, mais ce n'est pas identique, mes 6 questions ne sont pas identiques sur les deux 7 sujets. 8 LE PRÉSIDENT : 9 Donc, posez la question. 10 Me DOMINIQUE NEUMAN : 11 Q.88 Donc, je répète ma question. Si je 12 comprends bien, les données qui 13 permettraient à une personne tierce 14 d'établir par elle-même le TRM ou 15 d'établir par elle-même la TTC, ces 16 données-là elles-mêmes ne sont pas 17 disponibles? 18 R. J'essaie de réfléchir, de revoir qu'est-ce 19 qu'on a sur le site OASIS. Pardon, 20 j'essaie de revoir qu'est-ce qu'on a sur 21 le site OASIS. Le TRM ne résulte pas d'un 22 calcul. Le TTC en lui-même ne résulte pas 23 d'un... il n'y a pas de formule pour 24 calculer le TRM. Si vous regardez 25 l'annexe, l'appendice C, vous ne trouverez	1 service ferme ou un service non ferme ou 2 un des services qu'on appellerait 3 maintenant services fermes conditionnels? 4 R. Oui. D'ailleurs, si vous allez voir 5 l'appendice C-1, vous verrez que dans 6 l'équation, par exemple, il y a une 7 équation ATC ferme égale TTC ferme moins 8 ETC ferme moins TRM ferme. Même chose 9 pour le non ferme. Donc, c'est vrai pour 10 les types de services et c'est vrai 11 possiblement pour les horizons aussi. 12 Q.91 Et donc, comment ce TRM est-il établi? 13 R. Il faudrait que votre question soit plus 14 spécifique parce que le TRM, on décrit à 15 l'annexe C, attendez, laissez-moi deux 16 minutes. 17 Q.92 Appendice C? 18 R. L'appendice C, oui, pardon. On décrit au 19 paragraphe D comment il est défini, 20 comment il est calculé. Donc, vous le 21 trouverez, par exemple, la méthodologie de 22 calcul de la TRM, vous le trouvez à D, au 23 paragraphe D, qui est marge de fiabilité, 24 méthodologie de calcul de la TRM. 25 Q.93 3D i), oui. Toujours sur cette partie du

Page 166	Page 168
1 texte de l'appendice 3C auquel vous me 2 réferez, vous avez mentionné la section 3 3D i). Un peu plus loin, à 3D ii), une 4 sous-section qui s'intitule « Méthodologie 5 de calcul de la TRM », le texte proposé 6 indique: 7 « En général, les TRM 8 sont basés sur 9 l'historique des 10 é c a r t s 11 prévisionnels. » 12 Etes-vous d'accord avec moi qu'ils sont 13 basés non seulement sur cet historique, 14 mais également les règles, les normes et 15 les pratiques applicables en matière de 16 fiabilité? 17 R. Je ne suis pas sûr que je comprends, mais 18 en général, je serais d'accord de dire 19 que, effectivement, la TRM étant, 20 d'ailleurs le R de TRM étant pour 21 reliability margin, basé effectivement sur 22 des considérations de fiabilité, que les 23 TRM prennent en compte les considérations 24 de fiabilité et d'exploitation, oui. En 25 général, je serais d'accord avec ça.	1 Q.96 Je vous remercie. Je passe à une autre 2 question. Au début du texte de 3 l'appendice C-1, il est question du fait 4 qu'une provision de 5% du temps doit être 5 prise pour tenir compte du retrait prévu 6 pour maintenance. Est-ce que vous avez le 7 paragraphe, parce que les paragraphes ne 8 sont pas numérotés? C'est au tout début, 9 attendez un instant. 10 R. Avez-vous le numéro de feuillet? 11 Q.97 Attendez un instant. 12 R. C'est bon, je l'ai. 13 Q.98 Oui, d'accord. 14 R. Vous faites bien référence, juste pour 15 être sûr qu'on parle de la même chose, au 16 paragraphe qui dit: 17 « La capacité de 18 transfert ferme 19 offerte par le 20 Transporteur pour les 21 horizons annuels et 22 mensuels comprend une 23 provision de 5% de la 24 durée. » 25 Q.99 C'est bien ça.
Page 167	Page 169
1 Q.94 Vous indiquez que, dans le calcul de 2 l'ATC, Hydro-Québec tiendrait compte du 3 maximum entre les deux TRM, soit le TRM de 4 Hydro-Québec Transport ou le TRM du réseau 5 voisin? 6 R. C'est exact. 7 Q.95 Est-ce que vous pouvez expliquer un peu 8 davantage, on a de la difficulté à 9 comprendre pourquoi pour définir l'ATC du 10 réseau de Hydro-Québec elle-même, on 11 tiendrait compte du TRM du réseau voisin? 12 Notre difficulté à comprendre cet 13 aspect-là tient au fait que le client va 14 réserver du service de transport chez 15 TransÉnergie, il va aussi en réserver sur 16 le réseau voisin. Donc, quand il sera sur 17 le réseau voisin, on tiendra compte du TRM 18 du réseau voisin. Mais en quoi Hydro- 19 Québec elle-même a adapté son ATC au choix 20 qui peut être variable du réseau voisin 21 quant à son TRM? 22 R. Pour assurer, comme je l'ai dit dans la 23 présentation que le service de transport 24 ferme sur les réseaux interconnectés 25 soient réalisables en tout temps.	1 R. C'est bien de ça dont il est question? 2 Q.100 Oui, c'est bien ça, oui. Pour référence, 3 dans notre propre rapport, nous avons 4 donné des numéros aux différents 5 paragraphes et c'était 0(4) selon 6 l'appendice. Donc, il est question d'une 7 provision de 5% de la durée. 8 Par ailleurs, en rapport avec ça, 9 avec cet aspect, je vous donne une 10 référence, ce n'est pas nécessaire d'aller 11 la consulter, je vous donne une référence 12 qui est la pièce B-132 HQT-8, document 5, 13 qui est la version révisée de la réponse 14 14.1 à Newfoundland Labrador Hydro, en 15 page 26, aux lignes 29 à 34. 16 Vous indiquiez que malgré ce 5% de 17 temps, pour lequel le service n'est pas 18 disponible, que le service peut néanmoins 19 être qualifié de ferme? 20 R. Notre réponse fait référence au service 21 conditionnel, au service ferme 22 conditionnel. 23 Q.101 Je suis à la page 26, aux lignes en 24 question. Il est dit: 25 « Le service de

Page 170	Page 172
1 transport en cause ne 2 constitue pas un 3 service ferme 4 conditionnel et ne 5 serait pas considéré 6 comme tel selon les 7 nouvelles dispositions 8 des Tarifs et 9 conditions concernant 10 le service ferme 11 conditionnel. Il est 12 normal de considérer 13 un service de 14 transport complet en 15 présence d'un 16 équivalent anticipé de 17 5% d'indisponibilités 18 pour refléter les 19 travaux d'entretien 20 normaux. » 21 Donc, comment est-ce qu'un service qui 22 peut être interrompu pendant 5% du temps 23 peut-il être considéré comme un service 24 ferme? 25 R. Bien, parce qu'il est normal pour les	1 peut néanmoins être qualifié de ferme, 2 même s'il est interrompu 5% du temps, en 3 résumé? 4 R. Oui. 5 Q.103 Je passe à un élément qui se retrouve deux 6 fois dans l'appendice C. Une fois au 7 paragraphe 3A iii) et une fois au 8 paragraphe 3A v). Donc, à 3A iii), il y a 9 un item, est-ce que vous avez l'article en 10 question? 11 R. Oui, 3A i). 12 Q.104 Non, 3A iii). 13 R. Donc: 14 « Afin de calculer les 15 T T C , l e 16 Transporteur... » 17 Oui, O.K. 18 Q.105 Vous avez indiqué parmi les données qui 19 doivent être considérées les prévisions de 20 température de l'air ambiant, mais non les 21 prévisions de précipitations. Et 22 j'aimerais avoir votre commentaire pour 23 voir pourquoi cet élément n'a pas été 24 inclus ou est-ce qu'il est inclus de toute 25 façon, mais que votre énumération n'est
Page 171	Page 173
1 réseaux de devoir faire face à des 2 entretiens programmés. L'industrie, parce 3 que le 5% n'est pas une invention du 4 Transporteur, c'est la pratique largement, 5 pas largement, en tout cas, à ma 6 connaissance, utilisée par tous dans 7 l'industrie. 8 A partir du moment où on établit que 9 c'est normal qu'il y ait des 10 interruptions, c'est aussi normal de 11 baliser qu'est-ce qu'on entend... quel est 12 le seuil pour lequel on considérera que 13 c'est juste de l'entretien normal et quel 14 est le seuil qui fait que, bien, on ne 15 peut pas offrir le service parce que 16 l'indisponibilité est trop grande. 17 Alors, le 5% est un chiffre, une 18 pratique de l'industrie qui vise 19 simplement à refléter les entretiens 20 prévus, normaux qui ont lieu. Toutes les 21 parties s'entendent pour considérer que, à 22 l'intérieur de ce 5%-là, on considère de 23 part et d'autre que le service est ferme 24 et disponible tout le temps. 25 Q.102 Et donc, le service, si je comprends bien,	1 pas exhaustive? 2 R. Sans être un expert en équipement de 3 réseau, les précipitations, à l'exception 4 des verglas qui de toute façon ne peuvent 5 pas être prévus, les équipements ne sont 6 pas affectés par les précipitations. En 7 fait, quand on parle de conducteur, par 8 exemple, de transformateur, on comprend 9 facilement que la température a une 10 influence. Quand il fait plus chaud, le 11 métal se dilate, les fils sont un peu 12 plus... les portées sont un peu plus 13 pendantes. Ça ne m'apparaît pas évident 14 que les précipitations ont un effet sur la 15 capacité des équipements. 16 Q.106 Ça ne vous apparaît pas évident. C'est la 17 position du personnel de votre équipe, 18 c'est ce qu'on comprend? 19 R. Du personnel technique, oui. 20 Q.107 D'accord. Je passe à 3A iii) encore. 21 J'essaie de voir s'il y a un numéro. A 22 3A iii), il y a un paragraphe qui traite 23 de l'hydraulique moyenne. En fait, c'est 24 le cinquième, la cinquième partie de 25 3A iii). L'hydraulique moyenne est à la

Page 174	Page 176
1 toute fin d'un paragraphe. 2 R. Oui. 3 Q.108 Dans notre tableau de l'appendice, c'est 4 3A iii) (5), pour notre propre référence. 5 R. J'ai le paragraphe auquel vous faites 6 référence. 7 Q.109 Donc, au niveau des données dont vous 8 devez tenir compte pour prévoir la 9 production hydraulique, vous indiquez 10 l'hydraulicité moyenne. Ne serait-il pas 11 plus exact de prendre la prévision de 12 l'hydraulicité à l'horizon considéré, qui 13 n'est pas nécessairement la même chose que 14 l'hydraulicité moyenne du passé? 15 Je ne veux pas rentrer dans un long 16 débat là-dessus, mais vous savez que 17 l'hydraulicité peut évoluer avec le temps 18 et qu'il y a toutes sortes de modèles, 19 Ouranos et autres, qui traitent de cela. 20 Donc, ne serait-il pas plus juste de 21 parler de la prévision de l'hydraulicité, 22 quelle soit égale ou différente de celle 23 moyenne du passé? 24 R. Je croirais que je suis d'accord que la 25 prévision pourrait être plus fiable que	1 Q.110 Même sur un horizon de plusieurs années, 2 un horizon de dix ans? 3 R. Bien, les retraits, dans le cas où on 4 change un TTC pour refléter un retrait, un 5 ou des retraits d'équipements, on parle 6 toujours de périodes, en tout cas 7 typiquement de périodes relativement 8 courtes. On est encore dans des retraits 9 de quelques jours, au pire deux semaines. 10 C'est pour ça que je ne crois pas que 11 ça... 12 Q.111 Là, je ne parle pas de retraits 13 d'équipements, je parle d'hydraulicité, 14 des variations de l'hydraulicité, c'est-à- 15 dire on parle de planifier ultimement des 16 TTC et des ATC fermes éventuellement. 17 Donc, vous n'utilisez pas les données de 18 prévisions d'hydraulicité? 19 R. On utilise l'hydraulicité moyenne. 20 Honnêtement, si on devait constater des 21 écarts qui faisaient en sorte que ça 22 faisait des aberrations, je pense qu'on en 23 tiendrait compte puis qu'on arriverait à 24 la conclusion que ce qu'on publie étant 25 imprécis, on trouverait la cause de
Page 175	Page 177
1 l'hydraulicité moyenne. Par contre, il 2 faut se rappeler ce qu'on essaie de faire. 3 Puis, clairement, ce paragraphe-là fait 4 référence à des situations complexes des 5 interconnexions de l'Ontario, parce que 6 vous savez, les interconnexions avec 7 l'Ontario, à part Outaouais, la nouvelle, 8 sont généralement d'un type où on isole 9 une centrale sur une charge en Ontario ou 10 inversement, les Ontariens isolent une 11 centrale sur une charge au Québec. Donc, 12 dans le cas où on fait des retraits, il y 13 a la contribution à l'engorgement, bien, à 14 l'engorgement, il y a la contribution de 15 la production des centrales qui peuvent 16 avoir une influence sur les charges 17 transférables. 18 Je pense que pour les fins 19 d'utilisation de l'interconnexion, donc de 20 calcul du TTC, l'hydraulicité moyenne est 21 une donnée connue, fixe, qui répond à 22 l'objectif de donner la bonne information 23 pour le commerce. Je ne pense pas que ça 24 ferait une grande différence, résumé 25 autrement.	1 l'imprécision de la publication, puis on 2 pourrait peut-être ajuster là mais... 3 Q.112 D'accord, je passe à l'item suivant, 4 3A v). C'est au début du texte. 5 R. 3A v)? 6 Q.113 3A v), au début du texte. Vous serez 7 d'accord probablement avec moi qu'il y a 8 une erreur dans l'énumération des niveaux 9 de tension, qu'il manque la tension de 10 450 kv. Vous énumérez 120 kv, 230 kv et 11 315 kv. 12 R. Je ne trouve pas le v). Avez-vous le 13 numéro de feuillet? 14 Q.114 Le sous-titre de cette section, c'est v). 15 « Capacité de transfert des réseaux 16 d'interconnexions ». 17 R. C'est bon. Quelle est votre question? 18 Q.115 Seriez-vous d'accord avec moi qu'il y a 19 une omission quant à certaines, excusez- 20 moi, j'ai perdu ma propre page. Oui, 21 c'est ça. Quand vous énumérez les 22 tensions de 120, 230 et 315 kv, seriez- 23 vous d'accord avec moi qu'il y aurait lieu 24 d'ajouter les deux autres niveaux de 25 tension, 450 kv et 765 kv?

Page 178

1 R. 735. Ici, on est dans la capacité de
2 transfert des réseaux d'interconnexions.
3 Ce n'est pas une énumération de tous les
4 niveaux de tension. On définit bien que
5 les réseaux d'interconnexion sont les
6 réseaux de transport régionaux, exploités
7 à ces tensions-là, et ces réseaux d'inter-
8 connexions alimentent les équipements
9 d'interconnexions. Donc, je ne crois pas
10 qu'on a de réseaux régionaux qui
11 alimentent une interconnexion qui soit à
12 450 kv ou à 735 kv.
13 Donc, je crois que c'est correct,
14 dans le contexte très particulier des
15 réseaux d'interconnexions, donc des
16 réseaux régionaux qui servent à alimenter
17 les équipements d'interconnexions.
18 Q.116 450 kv, ce n'est pas le lien qu'on appelle
19 NRDC?
20 R. Oui, c'est le lien à courant continu avec
21 la Nouvelle-Angleterre. Mais dans ce cas-
22 là particulier, la ligne part de Radisson,
23 donc il n'y a pas de réseaux régionaux qui
24 alimentent l'équipement qui sont à 450 kv.
25 L'équipement d'interconnexions est à

Page 179

1 450 kv, mais ici, on parle des réseaux
2 régionaux qui alimentent les équipements
3 d'interconnexions. Ça me semble correct.
4 Q.117 Et 765 kv n'est-elle pas la tension de
5 l'interconnexion Châteauguay-Massina, au
6 niveau Massina, à Massina?
7 R. Oui. La ligne qui relie la centrale, oui.
8 Mais encore là, sauf erreur, vous faites
9 référence à la ligne qui sert... à la
10 ligne d'interconnexions. Ici, on fait
11 référence au réseau régional qui alimente
12 la ligne. Cette ligne-là, si je me
13 rappelle bien, part du poste Beauharnois.
14 Donc, le réseau régional qui alimente
15 le poste Beauharnois n'est pas
16 nécessairement à cette... regardez, ce
17 n'est pas parce que je ne veux pas
18 rajouter de valeurs, mais ça me semble
19 correct dans le contexte où c'est
20 présenté.
21 Q.118 D'accord. Toujours dans le même
22 paragraphe, à la fin de ce paragraphe, il
23 y a une phrase que je vais vous lire:
24 « Ces capacités
25 peuvent également être

Page 180

1 limitées par des
2 contraintes de basse
3 tension d'exploitation
4 à certains postes
5 internes ou par des
6 contraintes de
7 stabilité des
8 centrales internes. »
9 J'aimerais que vous élaboriez un peu là-
10 dessus. Qu'est-ce qui amènerait une
11 contrainte de basse tension
12 d'exploitation?
13 R. Désolé, je ne suis pas en mesure de
14 répondre à ça. J'ai une assez bonne
15 connaissance de l'exploitation des réseaux
16 mais ça, ça dépasse ce que je connais ou
17 ce que je comprends.
18 Q.119 Est-ce qu'il serait exact qu'une
19 congestion d'un réseau interne, de chemin
20 interne, pourrait amener une baisse de
21 tension? En fait, entraîne une baisse de
22 tension?
23 R. Encore là, dans les limites de ma
24 compréhension et de mes connaissances
25 techniques, non. Une congestion... une

Page 181

1 congestion n'amènerait pas une baisse de
2 tension à l'équipement. En fait, il y
3 aurait juste une... en temps réel, là, au
4 moment où on exploite un équipement, il
5 n'y a pas de congestion parce qu'une
6 congestion, là, c'est trop de capacité ou
7 trop d'énergie pour la capacité de
8 l'équipement.
9 Alors, en temps réel, l'équipement va
10 déclencher, fondre, passer au feu,
11 exploser, alors il n'y a pas de chose
12 comme ça, les équipements de réseau vont
13 réagir avant.
14 Est-ce que le fait qu'il y ait...
15 donc, je ne vois pas comment ça peut créer
16 une baisse de tension. Mais encore là, je
17 ne suis pas un expert en exploitation
18 d'équipement de réseau.
19 Q.120 O.K. Et il n'y a personne sur le panel
20 qui peut répondre?
21 Me ÉRIC DUNBERRY :
22 Monsieur le Président, c'est une cause tarifaire et
23 je sens que le contre-interrogatoire est très, très,
24 très, très technique. On soulève des questions
25 d'ingénierie électrique pointues. Et je vois que

46 (Pages 178 to 181)

Page 182

1 mon collègue est assisté de ses deux ingénieurs et
2 collègues.
3 Mais ce n'est pas la raison de la présence
4 de monsieur Clermont qui est ici pour présenter une
5 méthodologie de calcul non pas nécessairement pour
6 faire un contre-interrogatoire sur des aspects très
7 pointus d'ingénierie électrique.
8 LE PRÉSIDENT :
9 Maître Neuman?
10 Me DOMINIQUE NEUMAN :
11 Bien, écoutez, peut-être que Hydro-Québec aurait dû
12 prévoir sur son panel des personnes aptes à répondre
13 à ces questions parce que la proposition de
14 l'appendice C-1 est une proposition très technique.
15 Et notamment, un des éléments que nous
16 soulevons, que SÉ-AQLPA soulève dans sa preuve
17 d'expertise, à la fois sur l'ATC et le TTC, et aussi
18 à un autre niveau sur la planification de réseau,
19 c'est la question de congestion éventuelle des
20 chemins internes. A certains endroits dans la
21 preuve d'Hydro-Québec, il est dit, par exemple,
22 monsieur Rose nous dit qu'Hydro-Québec lui a dit
23 qu'il n'y avait aucun problème de congestion
24 interne.
25 Également, dans les acétates déposées tout

Page 184

1 de l'existence présumée de congestion sur les
2 niveaux de tension et de la possibilité que ça ait
3 un impact sur les équipements. Et monsieur Clermont
4 a répondu que dans les limites de sa connaissance,
5 il avait une réponse à offrir que je ne veux pas
6 paraphraser.
7 La question qui vient d'être posée n'a
8 absolument rien à voir avec celle qui a été posée il
9 y a quelques minutes. La présence ou non de
10 congestion, j'invite mon confrère à la poser. Mais
11 quant à pousser un témoin de faits, toujours, sur
12 des questions très techniques qui sont ses questions
13 avec sa preuve et ses experts, et on ne peut pas
14 présumer des questions que tous les intervenants
15 auront. Puis, par ailleurs, le Transporteur
16 présente la preuve au soutien de ses demandes de
17 modifications et n'a pas de considération technique
18 qui sont aux tarifs depuis déjà des lunes.
19 Me DOMINIQUE NEUMAN :
20 En réponse à l'objection de mon confrère, je n'ai
21 pas formulé une nouvelle question, j'ai simplement
22 expliqué pourquoi je posais cette question qui
23 s'inscrit dans une série d'éléments que nous
24 souhaitons mettre en preuve par le contre-
25 interrogatoire.

Page 183

1 à l'heure par monsieur Hanser, au bas de la page 6,
2 il est indiqué qu'une des raisons pour lesquelles
3 certains choix sont faits sont, et je cite l'avant-
4 dernier item:
5 « Lack of internal
6 congestion. »
7 Donc, c'est la question de savoir s'il y a ou s'il
8 n'y a pas même de possibilité de congestion interne
9 fait clairement partie de ce dossier. Et c'est lié
10 au mode de calcul de l'ATC et de la TTC.
11 Me ÉRIC DUNBERRY :
12 Monsieur le Président, je pense que...
13 LE PRÉSIDENT :
14 Maître Dunberry?
15 Me ÉRIC DUNBERRY :
16 ... d'abord, un commentaire, si le SÉ-AQLPA veut
17 faire une preuve en chef de considérations très
18 techniques, c'est sa preuve, il peut le faire et ses
19 experts pourront en témoigner.
20 Par ailleurs, quant à la question
21 spécifique, maître Neuman vient de reformuler sa
22 question complètement. La question n'est pas de
23 savoir s'il y avait ou pas de la congestion sur le
24 réseau, ce à quoi monsieur Clermont pourra répondre,
25 mais de savoir les impacts d'ingénierie électrique

Page 185

1 Et le lien entre cette question et
2 d'autres questions que je souhaite poser également
3 consiste à remettre en question les affirmations qui
4 sont affirmées sporadiquement par Hydro-Québec à
5 l'effet qu'il n'y a aucune congestion interne.
6 Donc, déjà, j'ai identifié un paragraphe
7 dans l'appendice C-1 proposé qui fait mention
8 précisément de cela, selon notre interprétation. Et
9 je souhaite pouvoir poser d'autres questions dans le
10 but... le but est d'affaiblir les affirmations
11 d'Hydro-Québec sur lesquelles il n'y a pas de
12 problème, il ne peut même pas y en avoir de
13 congestion interne.
14 LE PRÉSIDENT :
15 Q.121 Sur cette question-là précise, est-ce
16 qu'il y a une possibilité de prendre un
17 engagement de vérifier la chose et de
18 faire rapport ou...
19 R. Bien, oui, mais je comprends que... en
20 fait, ce qu'il est fait c'est... la
21 question qui m'a été posée c'est est-ce
22 que de la congestion peut créer une basse
23 tension? C'est bien ça?
24 Me DOMINIQUE NEUMAN :
25 Q.122 Est-ce que la congestion...

47 (Pages 182 to 185)

Page 210	Page 212
1 signée, donc, elle serait à l'étape de 2 l'étude d'impact ou de l'étude d'avant 3 projet. C'est ce que vous... 4 Q.152 O.K. Donc, supposons qu'il y a... prenons 5 l'exemple, là, quelqu'un dépose une 6 demande de réservation de 500 mégawatts 7 ferme long terme, une étude d'impact est 8 requise, O.K. Et dans le temps 9 subséquent, on dépose une demande... une 10 réservation du service qui n'exige pas une 11 étude d'impact mais qui amène une 12 convention de service. 13 Comment le calcul de l'ETC va prendre 14 en compte dans ici 3B) iii) dans l'ETC 15 qu'on va prendre en compte, la demande de 16 réservation toujours... de réservation 17 dans laquelle il y a une étude d'impact 18 qui se réalise, l'ETC qui va être affiché 19 lorsqu'on va prendre en compte ce que 20 l'étude d'impact réalise pour le 500 21 mégawatts tant que l'étude n'est pas 22 complétée? 23 R. Oui, c'est ce qu'on fait. 24 Q.153 O.K. Donc, à tous égards, lorsque dans le 25 calcul de l'ETC, quand vous dites: « Oui,	1 l'appendice C-1, je veux juste voir avec 2 vous le concept de... à un moment donné, 3 on parle du PBR, post-back... je suis à la 4 page 2, donc 2 de 7, là, de l'appendice C- 5 1 là où on donne l'explication. Donc, 6 sous la rubrique 1 Équation de base pour 7 le calcul de la capacité de transfert, on 8 donne différentes équations et différentes 9 définitions. Et à PBR on indique dans le 10 texte français: 11 « Post-back redirect, 12 portion de la PTP 13 ferme déplacée par un 14 client vers un autre 15 chemin et réofferte 16 sur le chemin 17 d'origine. » 18 Qu'est-ce que c'est ce... j'essaie de 19 comprendre un peu plus dans vos mots si 20 vous avez une explication? 21 R. Oui, bien, dans la terminologie OASIS 22 actuelle, là, c'est le réaiguillage. 23 Donc, un client a un service, par exemple, 24 ON-MASS et demande que pour demain ce 25 service soit déplacé vers NE, par exemple,
Page 211	Page 213
1 c'est ce qu'on fait et oui c'est ce qu'on 2 fera », dans le texte ici, évidemment on 3 parle pour le futur, là, c'est ce qu'on 4 fait maintenant, je veux savoir est-ce 5 qu'il y a une différence entre... parce 6 que le texte il y a peut-être une 7 différence, peut-être c'est à vous de me 8 le dire et ce que vous proposez, entre ce 9 que vous faites... ce que vous faisiez 10 aujourd'hui quand une demande d'étude 11 d'impact... quand une demande de 12 réservation qui nécessite une étude 13 d'impact, l'étude d'impact est réalisée, 14 nécessairement vous faites un calcul de 15 TTC. Quand je regarde 3B) iii), je veux 16 juste bien comprendre qu'on ne change pas. 17 Vous semblez me dire qu'on ne change pas 18 cette réalité. Vous me confirmez que 19 c'est le cas? 20 R. Le calcul de l'ATC va effectivement 21 prendre en compte les demandes qui sont à 22 l'étape d'étude. 23 Q.154 Bon. O.K. C'est beau. Ça semble clair, 24 merci. O.K. 25 Maintenant, toujours dans le texte de	1 ON-NE si la capacité est disponible, là, 2 il y a toutes les considérations. Si la 3 capacité est disponible, il va pouvoir 4 réaiguiller son service et bien sûr la 5 capacité non utilisée pour l'horizon dans 6 lequel le service est réaiguillé sur le 7 chemin d'origine redevient disponible, 8 pour l'horizon concerné redevient 9 disponible en non ferme. 10 Q.155 O.K. Mais donc cette question de 11 réaiguillage là, est-ce que... ici, est-ce 12 qu'on parle de... mettons, parlons d'un 13 cas de terminaison de désignation, est-ce 14 que c'est un cas qui serait applicable ici 15 à PBR, donc quand on le désigne, en 16 anglais, ou qu'on termine, suppression, 17 pardon, parce que termination of 18 designation c'est en anglais, suppression 19 c'est en français, est-ce qu'un cas de 20 suppression serait couvert par la 21 définition de PBR? 22 R. Attendez, je suis pas sûr. Vous parlez 23 d'une suppression de ressource? 24 Q.156 Oui, à 38.3, là, oui. 25 Me ÉRIC DUNBERRY :

Page 214

1 38.3?

2 Me ANDRÉ TURMEL :

3 Q.157 Pardon, 38.3, suppression de ressource de

4 l'article 38.3 du tarif OATT, c'est ça.

5 Me ERIC DUNBERRY :

6 38.3.

7 R. Ma seule hésitation vient du fait qu'une

8 désignation, donc qu'utilisent les chemins

9 OASIS du Transporteur, la désignation est

10 en import et quand on parle d'un

11 réaiguillage, on parle d'une transaction

12 de passage à travers le réseau du

13 Transporteur dans lequel on change la

14 patte de sortie.

15 C'est pour ça que je ne suis pas sûr

16 que la suppression de désignation

17 s'applique à ce cas-ci.

18 Q.158 Non, je ne vous dis pas que ça s'applique

19 mais je vous pose la question si c'est

20 couvert par PBR tout simplement pour

21 vérifier, là? Si vous me dites ce n'est

22 pas couvert, ce n'est pas couvert mais, à

23 votre connaissance?

24 R. Non, ce serait plus applicable au

25 réaiguillage du chemin de sortie, d'une

Page 215

1 transaction de passage.

2 Q.159 Bon, O.K. Donc, si ce n'est pas

3 applicable et si ce n'est applicable qu'au

4 cas de réaiguillage, donc comment la

5 question de la suppression de désignation

6 est-elle prise en compte cette fois-ci

7 dans le calcul du C-1?

8 R. Bien, comme il y a une suppression de

9 désignation, il va y avoir une suppression

10 ou réduction du QCRD ou du QCRND ferme.

11 Donc, l'ATC, ça va se refléter dans l'ETC

12 et finalement dans l'ATC via la réduction

13 de la désignation QCRD ou QCRND.

14 Q.160 O.K. Donc, pour qu'on se comprenne, si le

15 QCRD était à 400 mégawatts et qu'il y a

16 une suppression de 100, la nouvelle valeur

17 du QCRD va être 300 et on aura tenu

18 compte...

19 R. Il va y avoir une ATC pour la durée de

20 la...

21 Q.161 Il va y avoir la conséquence.

22 R. ... suppression de 100 qui

23 vraisemblablement, là...

24 Q.162 O.K.

25 R. On n'a pas nécessairement un cas détaillé

Page 216

1 devant nous, là, mais conceptuellement, il

2 y aurait une diminution de l'inscription

3 QCRD et QCRND.

4 Q.163 O.K. Maintenant, en parlant des concepts

5 QCRD, QCRND et QCRND, bien, ferme et non

6 ferme, je comprends donc que ces concepts-

7 là sont nouveaux dans le texte des tarifs

8 du Transporteur pour la première fois? Je

9 parle bien du texte des tarifs que vous

10 proposez, là?

11 R. Je crois que c'est exact.

12 Q.164 D'accord. Et vous avez...

13 R. Ils sont sur le site web, sur le site

14 OASIS du Transporteur mais votre question,

15 au tarif, je crois que c'est exact.

16 Q.165 C'est du nouveau matériel?

17 R. Oui.

18 Q.166 D'accord.

19 R. Encore là, on se parlait tout à l'heure de

20 l'objectif d'une plus grande transparence,

21 donc mettre plus d'informations.

22 Q.167 Oui, mais ce qui est sur le site OASIS,

23 vous êtes d'accord avec moi, n'est pas

24 nécessairement inclus dans le texte des

25 tarifs?

Page 217

1 R. Vrai.

2 Q.168 D'accord. Et si j'ai bien compris votre

3 présentation et le sens de votre preuve,

4 QC, Québec, ressource désignée pour QCRD

5 et Québec ressource non désignée ferme,

6 dans les deux cas ce n'est utilisé

7 qu'exclusivement par HQD, HQ Distribution?

8 R. Aujourd'hui et dans les propositions qu'on

9 modifie, une inscription QCRD ne peut

10 effectivement être faite que par le

11 distributeur. C'est vrai d'une

12 inscription QCRND ferme également. A la

13 nuance que... donc, c'est vrai

14 aujourd'hui. Ce sera vrai dans le tarif

15 qu'on propose.

16 Il y a juste la nuance que j'ai faite

17 ce matin dans ma présentation, il y a des

18 cas historiques qui diffèrent de ce qu'on

19 vient de se dire pour des raisons que j'ai

20 évoqués dans ma présentation ce matin.

21 Q.169 O.K. Et lorsqu'on parle maintenant du

22 Québec ressource non désignée, QCRND non

23 ferme, vous avez indiqué que le seul

24 utilisateur de ce service, c'est à Hydro-

25 Québec Production, est-ce que c'est exact?

55 (Pages 214 to 217)

Page 218

1 R. C'est exact, c'est ce qui est ressorti des
2 décisions de la Régie en 2006. Je pense
3 que c'est la D-2006-66, oui, c'est exact.
4 Q.170 Et c'est là qu'on a...
5 R. Et il y a des priorités...
6 Q.171 Oui.
7 R. ... différentes qui leur sont accordées
8 suite à la décision de la Régie, la D-
9 2006-66.
10 Q.172 Mais cette décision-là, si je ne m'abuse,
11 elle vous avait demandé, je crois, je ne
12 sais pas si c'est elle mais en 2006, 2007,
13 de modifier suite à cette décision votre
14 site OASIS, est-ce que c'est exact? C'est
15 à ça que vous faisiez référence ce matin?
16 R. Je fais plus référence au fait que la
17 Régie a... parce qu'il y avait eu des
18 interventions faites, je n'y étais pas
19 présent, là, mais je les ai lues. Il y a
20 eu des interventions qui étaient faites
21 par certains intervenants sur le fait
22 qu'il était difficile de distinguer si le
23 producteur, donc Hydro-Québec Production,
24 n'utilisait pas de QCRND non ferme à
25 d'autres fins que de l'alimentation de la

Page 220

1 Sans me répondre c'est dans la partie 4,
2 partie 2 mais, moi, je vous parle de la
3 nature de la transaction, là.
4 Q.175 Bien non, parce que les caractéristiques,
5 la façon de demander le service, sa
6 nature, sont celles... je sais que vous
7 voulez que je ne réponde pas ça mais elles
8 sont celles qui sont prévues à la partie
9 4, alimentation de la charge locale.
10 On peut toujours se dire que
11 l'alimentation de la charge locale prend
12 de l'énergie d'un point vers un autre puis
13 qu'à ce sens-là, tout est du point à
14 point, là, mais le point à point dans les
15 tarifs, dans les pratiques a une
16 connotation, une définition très claire et
17 l'alimentation de la charge locale en a
18 une autre.
19 Dans le cas où le producteur alimente
20 une charge locale, ce n'est pas du point à
21 point, c'est de l'alimentation de la
22 charge locale. C'est prévu par la partie
23 4 des tarifs.
24 Q.176 Oui. Mais dans la...
25 R. A des conditions de service qui sont

Page 219

1 charge locale et la Régie a dit: « Non,
2 non, non, non, je reconnais que c'est
3 correct que le producteur puisse alimenter
4 la charge locale à partir d'une ressource
5 non désignée mais pour éviter toute forme
6 d'abus, je vais lui octroyer une priorité
7 différente de celle du QCRND faite par le
8 distributeur. »
9 Q.173 Mais ceci étant dit, du QCRND fait par le
10 producteur, c'est l'équivalent du point à
11 point, c'est du point à point?
12 R. Non, c'est en vertu de la partie 4 des
13 tarifs et conditions.
14 Q.174 Mais quelle distinction... parce que vous
15 me dites que c'est en vertu de la partie 4
16 parce que, là, vous voulez l'imbriquer
17 mais j'essaie de comprendre, quand le
18 producteur importe pour le distributeur
19 une ressource non désignée, comment... ou
20 bien on le désigne, donc c'est une
21 ressource distributeur ou bien on ne le
22 désigne... il n'est pas désigné et c'est
23 une ressource non désignée et, à ce
24 compte-là, je vous sou mets que ce n'est
25 pas plutôt de la nature du point à point?

Page 221

1 différentes de celles prévues à la partie
2 2.
3 Q.177 Mais dans la même partie 4 des tarifs à
4 l'article 36.3, il est... puis je ne veux
5 pas qu'on fasse un débat juridique, là,
6 mais vous connaissez, vous avez assez
7 d'expérience, 36.3 il est dit qu'on ne
8 peut pas, comment dire, faire une
9 ressource non désignée vers une tierce
10 partie. Dans ce cas-ci, est-ce que HQP
11 n'est pas une tierce partie par rapport à
12 HOT?
13 Me ÉRIC DUNBERRY :
14 Bien, le préambule de la question, Monsieur le
15 Président, c'est qu'on ne demande pas au témoin de
16 rendre une opinion juridique. Je pense que maître
17 Turmel a raison avec son préambule, dans la mesure
18 où on demande au témoin de donner une opinion sur
19 l'interprétation correcte qu'on doit donner à
20 l'article 36.3.
21 Alors, je ne sais pas s'il y a une réponse
22 simplement commerciale à ça. Si oui, je n'ai aucune
23 difficulté. Mais si on recherche ici une
24 interprétation ou une opinion sur la portée de
25 l'article 36.3 que le témoin a peut-être ou pas lu,

56 (Pages 218 to 221)

Page 222

1 vous venez de la lire. Alors je vais laisser faire
2 si c'est une question qui se répond sur une base
3 commerciale mais je vais laisser à monsieur Clermont
4 le soin de juger s'il peut le faire sur une autre
5 base.

6 R. Bien, je suis encore obligé de vous
7 référer à la décision D-2006-66 de la
8 Régie, là. Je ne veux pas abuser de
9 références ou de citations mais clairement
10 ce débat-là a été fait à ce moment-là et
11 la Régie a reconnu et a demandé au
12 Transporteur de faire... de prendre les
13 mesures, de mettre en place les mesures
14 nécessaires pour le rendre opérationnel
15 mais la Régie a reconnu que le producteur
16 pouvait alimenter des charges... la charge
17 locale à partir de ressources non
18 désignées.

19 Me ANDRÉ TURMEL :

20 Q.178 Oui, mais ça c'est un... en tout cas, on
21 n'en fera pas un débat mais je comprends
22 que c'est un fait... c'est un fait qu'elle
23 a reconnu ou que ce fait, comment dire, se
24 passait. Mais, là, nous sommes dans les
25 textes.

Page 223

1 J'essaie juste de comprendre avec
2 vous quand QCRND est ajouté comme QNRND
3 ferme et non ferme, QCRND va être ajouté
4 dans les textes, tout à l'heure vous nous
5 avez dit que ce n'était pas dans les
6 textes OASIS jusqu'à maintenant, d'OATT
7 mais vous l'avez mis sur le site OASIS
8 pour - comment dire - indiquer ce que vous
9 faites réellement. Bon, O.K., je
10 cherchais l'article. C'est 36.5. O.K.
11 Voilà, c'est ça.

12 C'est plutôt 36.5 que depuis tout à
13 l'heure je vous ai indûment... je vais
14 juste vous le lire, là. Donc, on dit:

15 « Restriction relative
16 à l'utilisation du
17 service. »

18 On parle à partie 4, donc 36.5, Monsieur
19 Clermont, on dit :

20 « Le distributeur ne
21 peut utiliser le
22 service de transport,
23 d'alimentation de la
24 charge locale pour
25 vendre la puissance et

Page 224

1 l'énergie à des
2 charges non désignées
3 ou fournir directement
4 ou indirectement un
5 service de transport à
6 un tiers. »

7 Alors, j'essaie juste de voir avec vous ce
8 que vous proposez, la conformité dans
9 votre sens commercial si ça vous apparaît
10 faire du sens ou si cet article-là 36.5
11 qui est déjà adopté, là, n'est pas en lien
12 avec ce second discours?

13 R. Bien, à 36.5 on parle du distributeur qui
14 ne peut utiliser le service de transport.
15 Là, vous me posez une question, est-ce que
16 ça m'apparaît correct que le producteur
17 utilise un QCRND. L'article ici porte sur
18 le distributeur.

19 Globalement, l'utilisation des
20 inscriptions ressource désignée, ressource
21 non désignée, producteur, distributeur,
22 sont juste le reflet de
23 l'opérationnalisation de ce qui est
24 approuvé par la Régie, de ce qui est
25 décidé par la Régie et des pratiques qui

Page 225

1 sont approuvées par la Régie.
2 Q.179 O.K. Mais globalement, il ne serait pas
3 plus simple de faire comme le pro forma de
4 l'OATT, 890, encore aujourd'hui qui parle
5 toujours de native load? C'est un concept
6 qui est toujours aux États-Unis et, sauf
7 erreur, c'est ces notions-là que vous
8 ajoutez au texte des tarifs, vous êtes
9 d'accord avec moi que c'est une création
10 québécoise, est-ce qu'on s'entend, c'est
11 nouveau? Quand on parle du pro forma 890?

12 R. Bien, c'est adapté au contexte du Québec.
13 En fait, la partie... l'existence même de
14 la partie 4 n'est pas dans le tarif pro
15 forma de... n'était pas dans celui du pro
16 forma découlant de 888, n'est pas dans
17 celui découlant du 890 mais le contexte du
18 Québec, la séquence de décisions de la
19 Régie qui a demandé l'ajout d'une partie 4
20 et qui a rendu un certain nombre de
21 décisions sur leur opérationnalisation,
22 leur utilisation, c'est reflété, on
23 reflète le contexte du Québec et les
24 décisions de la Régie et les nombreuses
25 décisions de la Régie à cet égard.

57 (Pages 222 to 225)

Page 226	Page 228
1 Q.180 D'accord. Vous êtes d'accord avec moi que 2 la partie 4 c'est une création... 3 d'accord, effectivement, vraiment 4 québécoise parce que la partie 3, le 5 service réseau, qui n'est toujours pas 6 utilisé par quiconque aujourd'hui au 7 Québec, est-ce qu'on s'entend que c'est là 8 mais ce n'est pas utilisé par personne à 9 ce jour? 10 R. Au Québec, il n'y a effectivement pas 11 d'utilisateur du service de réseau 12 intégré. 13 Q.181 Et que cette partie-là de 3, du service 14 réseau est... évidemment, ça vient des 15 États-Unis, c'était vraiment une 16 émanation, là, du contexte. Et vous ce 17 que vous nous dites, c'est que parce que 18 c'est la partie 4, elle est purement 19 québécoise, on pourrait y mettre dedans 20 tout ce que l'on souhaite parce que de 21 toute manière il n'y en a pas de partie 4 22 aux États-Unis. Est-ce que c'est comme ça 23 qu'on doit comprendre votre... 24 R. Non. 25 Q.182 O.K.	1 quelles circonstances ou comment on 2 utilise le QCRND ferme? Juste me le 3 décrire, là, me donner un exemple, là, à 4 quel moment on utilise ce service? 5 R. QC... 6 Q.184 RND ferme. 7 R. Période de pointe, le distributeur veut 8 ajouter de la capacité au-delà des 9 engagements qu'il a déjà avec ses 10 fournisseurs d'énergie actuelle. Achète 11 dans les marchés ou fait une entente avec 12 un producteur et procède à l'import 13 d'énergie mais l'inscrit sur le site OASIS 14 comme un QCRND ferme. Exemple typique. 15 Q.185 O.K. Est-ce qu'on parle d'un producteur 16 ou le producteur HQP en général? 17 R. Bien, si le distributeur s'approvisionne, 18 j'ai bien dit en import, parce que 19 typiquement les QCRD sont vers le réseau 20 du Québec, donc ils s'approvisionnent, 21 donc il va importer de l'énergie au 22 Québec. L'entente va être avec un 23 producteur autre que le producteur, va 24 être avec un producteur situé dans un 25 réseau voisin.
Page 227	Page 229
1 R. Non, non, non, non. Non, j'ai bien dit 2 que ce qui est... écoutez, à la limite, on 3 pourrait, à la limite, proposer bien des 4 choses dans la partie 4 mais c'est 5 toujours la Régie qui approuve les tarifs 6 et conditions. Donc, ce qui est versé à 7 la partie 4, ce qui est ajouté à la partie 8 4 est toujours ce que la Régie a approuvé. 9 La Régie a demandé en 2002, si je ne 10 me trompe pas, l'ajout d'une partie 4, ce 11 qui a été fait. Comme je le dis, elle a 12 rendu un certain nombre de décisions au 13 fil du temps, au fil des causes tarifaires 14 visant à préciser des modalités 15 d'utilisation de la partie 4, c'est ce que 16 le Transporteur a mis dans ses tarifs. 17 Dans ce cas-ci, il n'y a... bon, il y 18 a introduction de, on en a convenu, là, de 19 textes qui n'étaient pas au tarif 20 précédemment mais il n'y a pas ici 21 introduction d'aucun changement aux 22 méthodes, aux façons de faire, au 23 déroulement, à l'utilisation du site OASIS 24 ou du service de la partie 4. 25 Q.183 O.K. Peut-être me décrire maintenant dans	1 Q.186 O.K. 2 R. Mais vous m'avez demandé un cas typique, 3 là. 4 Q.187 Mais je comprends, là... 5 R. Il n'est pas nécessairement détaillé, 6 ficelé. Il pourrait avoir plusieurs 7 autres situations mais vous m'avez demandé 8 un cas typique. 9 Q.188 Oui, d'accord, on s'en vient mais je 10 comprends que ce service-là QCRND ferme 11 peut être utilisé par une entité autre que 12 HQP? 13 R. En fait, il ne peut être utilisé que par 14 HQD. QCRND ferme... 15 Q.189 Oui. 16 R. ... ne peut être utilisé que par... 17 maintenant, ne peut être utilisé que par 18 HQ, par le distributeur. 19 Q.190 O.K. 20 R. Je vous ai aussi ceci dit tout à l'heure, 21 et je vous le réitère, je vous ai aussi 22 dit que dans le passé il peut y avoir des 23 inscriptions historiques qui datent de 24 plusieurs années qui ne reflètent pas ça 25 mais ce n'est plus possible depuis là

Page 230	Page 232
1 décision D-2006-66 de la Régie. 2 Q.191 O.K. Et brièvement, quand on fait 3 référence à ces inscriptions historiques 4 qui ne reflètent plus ça, c'étaient des 5 erreurs de manipulations, juste pour 6 comprendre, là, de quoi on parle? 7 R. Bien, je pense pas que c'étaient des 8 erreurs. La raison pour laquelle je vous 9 ai dit, le distributeur n'était pas client 10 du service de transport, n'avait pas de 11 compte OASIS et a mandaté quelqu'un pour 12 faire l'inscription à sa place. On parle 13 des cas historiques, là. 14 Q.192 D'accord. 15 R. Aujourd'hui ce qui est proposé dans les 16 tarifs, ce n'est pas les cas historiques. 17 Q.193 Oui. Maintenant, lorsqu'on regarde 18 toujours l'appendice C-1 dans donc ce que 19 vous proposez toujours à la deuxième page, 20 la page 2 de 7, là, dans le feuillet 21 explicatif, vous donnez toutes les 22 équations, il y a de nombreuses équations 23 et ces équations-là, sauf erreur, et 24 corrigez-moi, font toutes référence à des 25 valeurs de transport, sauf celles reliées	1 R. Hum-hum. 2 Q.194 Ça va, Monsieur Clermont? 3 R. Oui, oui, oui. 4 Q.195 O.K. 5 Me ÉRIC DUNBERRY : 6 Permettez-moi juste de retrouver quelque chose? 7 Me ANDRÉ TURMEL : 8 Oui, oui, d'accord, d'accord, d'accord. 9 Me ÉRIC DUNBERRY : 10 O.K. 11 Me ANDRÉ TURMEL : 12 Oui. 13 Q.196 Donc, est-ce que vous voulez que je repose 14 ma question? 15 R. Oui, s'il vous plaît. 16 Q.197 O.K. Donc, dans les définitions des 17 nombreux acronymes qui sont là, quand on 18 regarde tous les acronymes, ce sont tous 19 des acronymes reliés à des valeurs de 20 transfert en matière de transport sauf 21 ceux reliés au QCRD, RND qui parlent 22 plutôt de... de génération ou de capacité. 23 Est-ce qu'on ne devrait pas parler de 24 transport associé à cette génération, à 25 cette capacité en termes de... pour
Page 231	Page 233
1 à QCRD, QCRND et ferme et non ferme, qui 2 elle fait référence à des valeurs de 3 ressource, parce que je l'avais en 4 anglais, là, en anglais c'est capacité, 5 donc c'est plus lié à la génération. 6 J'essaie juste de voir avec vous, là, est- 7 ce que la définition telle qu'elle est là 8 on ne devrait pas parler de transmission 9 associée à cet... et, là, je suis... avez- 10 vous tenté de voir si la définition est 11 lisible et facilement compréhensible. 12 Est-ce que quand on parle de capacité, 13 est-ce qu'on ne devrait pas ajouter la 14 transmission associée à ces capacités en 15 termes de... et, là, comment dire, il n'y 16 a aucun... c'est une suggestion de bon 17 aloi, là, pour comprendre, là. 18 Me ÉRIC DUNBERRY : 19 Vous êtes à quel endroit, Maître Turmel, excusez- 20 moi... 21 Me ANDRÉ TURMEL : 22 Toujours à la page 2 de 7. Bien, c'est-à-dire dans 23 l'équation de base pour le calcul. Donc, dans les 24 définitions, non pas les définitions QCRD, RND ferme 25 et non ferme.	1 faciliter la compréhension ou peut-être je 2 n'ai pas rien compris, là? 3 R. Partie 3 et... c'est-à-dire, bien sûr, 4 l'inscription d'un QCRD, là, prenons juste 5 celui-là parce que la réponse est la même 6 pour tous les autres cas, a pour effet de 7 réserver une partie de la capacité pour 8 l'utilisation d'une fin... d'un service de 9 transport qui est celui de l'alimentation 10 à charge locale. 11 Si je regarde le NITS, là, qui est 12 celui qui suit, là, le NITS qui n'est pas 13 utilisé au Québec, mais qui serait 14 l'équivalent, là, du QCRD dans la partie 3 15 des tarifs et conditions, on parle encore 16 de capacité réservée et ma compréhension 17 de pourquoi parle-t-on de capacité de 18 ressources, bien dans le cas... parce 19 qu'il s'agit d'une... bien sûr, il s'agit 20 du transport sous-jacent à la capacité de 21 la ressource mais la ressource étant 22 désignée, le transport lui est assigné via 23 ce mécanisme-là. Donc, c'est la 24 terminologie, c'est la même pour la partie 25 3. Ça m'apparaît clair que... bien sûr

59 (Pages 230 to 233)

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 19 OCTOBRE 2010

VOLUME 2

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 AUDIENCE 19 OCTOBRE 2010 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE : Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HÉLENE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me STEVE CADRIN, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	LISTE DES ENGAGEMENTS Page #1 : Fournir copie des études auxquelles monsieur Clermont a fait référence dans son témoignage du 18 octobre 2010. (OBJECTION SOUS RÉSERVE) 84 #2 : Fournir copie des minutes des rencontres d'information tenues avec les réseaux voisins. (OBJECTION SOUS RÉSERVE) 85 -----
Page 3	Page 5
TABLE DES MATIÈRES Page LISTE DES ENGAGEMENTS 4 PREUVE DE LA REQUÉRANTE PANEL 2 (Suite) PHILIP HANSER SYLVAIN CLERMONT Contre-interrogés par Me André Turmel 5 Contre-interrogés par Me Geneviève Paquet 53 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin 57 OBJECTION A CERTAINES PARTIES DU RAPPORT ROACH PLAIDOIRIE Me Eric Dunberry 115 Me Paule Hamelin 160 Me Hélène Sicard 199 Me Dominique Neuman 202 RÉPLIQUE Me Eric Dunberry 207 Me Paule Hamelin 225 SUPPLIQUE Me Eric Dunberry 228 AUDIENCE CONTINUÉE LE 20 OCTOBRE 2010 A 9 H 00 -----	EN L'AN DEUX MILLE DIX (2010), ce dix-neuvième (19e) jour du mois d'octobre, LA GREFFIERE : Veuillez prendre place, s'il vous plaît. LE PRÉSIDENT : Bonjour. Reprise de l'audience. Madame Guilhermond. LA GREFFIERE : Protocole d'ouverture. Audience du 19 octobre 2010. Dossier R-3669-2008 - Phase 2, Demande relative à la modification des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier 2009. Poursuite de l'audience. Me ANDRÉ TURMEL : Bonjour, Monsieur le Président. Bonjour madame et monsieur les régisseurs. André Turmel pour NLH. Alors, ce matin, je vais continuer donc. Je terminerai le contre-interrogatoire en deux séquences. La première, c'est terminer les questions sur QCRD et tout ça, pour bien clarifier notre discussion d'hier. Et ensuite, j'aurai des questions spécifiques à monsieur l'expert Hanser. CONTRE-INTERROGÉ PAR Me ANDRÉ TURMEL (suite) pour Newfoundland Labrador Hydro :

Page 6	Page 8
1 Q.1 Bonjour, Monsieur Clermont. 2 M. SYLVAIN CLERMONT : 3 R. Bonjour, Maître Turmel. Bonjour, Monsieur 4 le président, Madame et Monsieur les 5 régisseurs. 6 Q.2 Monsieur Clermont, hier, juste revenir 7 avec notre discussion sur QCRD, QCRND. Je 8 comprends qu'hier, vous nous avez, je veux 9 juste vérifier avec vous qu'à l'égard de 10 QCRD, Québec ressource désignée, nous 11 sommes toujours dans l'annexe C-1, que 12 QCRD, et je vais vous donner une série 13 d'affirmations, vous me dites si je suis 14 correct ou pas dans ma compréhension, O.K. 15 Donc, je comprends que QCRD est 16 associée à une ressource désignée par 17 Hydro-Québec Distribution, qui ne peut 18 être utilisée que pour servir la charge 19 locale. Est-ce que c'est exact? Je vous 20 suggère que oui là, mais... 21 R. Oui. 22 Q.3 D'accord. Et st-ce qu'il y a une 23 différence entre ce service et le service 24 qu'on appelle charge locale, dont on 25 traite à l'article 36.1? Et si vous	1 Et caetera. Lorsqu'on parle lorsqu'il 2 alimente ses ressources, on parle bien 3 nécessairement ici de à la fois désignées 4 et non désignées, c'est implicite du 5 texte, Monsieur Clermont? 6 R. Oui. Mais la portée de l'article 36.1 est 7 plus large que les notions de QCRD et 8 QCRND, puisque la partie 4 au complet 9 permet donc l'alimentation de la charge 10 locale, mais y compris à partir de 11 ressources désignées qui sont situées à 12 l'intérieur de la zone d'équilibrage du 13 Transporteur. 14 Auquel cas, QCRD ou un QCRND ou une 15 inscription OASIS sur un chemin interne 16 n'a pas de sens, puisque comme je l'ai 17 expliqué, nous ne publions que les 18 capacités de transfert pour les chemins 19 OASIS. 20 Q.4 D'accord. Vous êtes d'accord avec moi que 21 lorsqu'on parle des ressources du 22 distributeur qu'il doit utiliser 23 efficacement, on fait nécessairement 24 référence à ses ressources qu'il peut 25 désigner et aux ressources non désignées?
Page 7	Page 9
1 voulez peut-être prendre votre article 2 36.1, on va le lire ensemble. Je peux 3 vous le lire pendant que... vous devez 4 avoir ça pas loin. Je vais juste le lire 5 pour les fins de notre compréhension. 6 36.1, « Étendue du service », nous sommes 7 donc dans la partie 4, partie charge 8 locale. 9 « Le service de 10 transport pour 11 l'alimentation de la 12 charge locale est un 13 service de transport 14 qui permet aux 15 distributeurs 16 d'utiliser 17 efficacement et 18 économiquement ses 19 ressources... » 20 Et là, on ouvre une parenthèse. 21 « ... (de même que les 22 autres ressources non 23 désignées) pour 24 alimenter sa charge 25 locale. »	1 R. Pas tel que vous le dites. Je reviens sur 2 ma précision. Ici, on est dans le 3 calcul... les notions de QCRD, QCRND, 4 s'appliquent aux interconnexions, donc aux 5 chemins OASIS sur lesquels une capacité 6 disponible, une capacité de transfert est 7 calculée. 8 La notion à laquelle vous me faites 9 référence à 36.1 est beaucoup plus large 10 et ne couvre pas que la notion qui est sur 11 une interconnexion. Donc, à l'interne, 12 par exemple, la notion de QCRD n'existe 13 pas. 14 Q.5 Je comprends. Mais 36.1 est englobant. 15 36.1, lorsqu'on parle des ressources des 16 distributeurs, c'est nécessairement... 17 c'est un peu la base, le principe de base 18 de la description de la partie 4, 36.1. 19 On décrit le service ce que c'est. Et ça 20 inclut nécessairement les interconnexions? 21 R. Les interconnexions sont incluses là- 22 dedans, mais ce n'est pas une égalité 23 entre les deux, c'est plus large. 24 Q.6 36.1 est plus large? 25 R. Plus large.

Page 10	Page 12
1 Q.7 D'accord, on s'entend. Et pour bien 2 comprendre, donc ce service, donc vous 3 m'avez confirmé ça hier, mais juste 4 m'assurer que j'avais, parce que parfois 5 le micro, ce n'était pas clair, ce n'est 6 pas disponible à Hydro-Québec Production? 7 R. Un QCRD. 8 Q.8 QCRD, oui QCRD, voilà. 9 R. Oui. Un QCRD est une inscription qui doit 10 être faite par le distributeur. 11 Q.9 Par opposition à QCRND non ferme, Québec 12 ressource non désignée, non ferme. Juste 13 bien me confirmer que ce service sert la 14 charge locale à partir d'une ressource non 15 désignée. C'est correct de dire ça? 16 R. Oui. 17 Q.10 Oui? 18 R. Oui. 19 Q.11 D'accord. Et lorsque l'on va à l'article 20 36.3 et que l'on lit, c'est le service 21 secondaire, on dit: 22 « Le distributeur peut 23 utiliser le réseau de 24 transport du 25 Transporteur pour	1 sommes évidemment dans le thème sur l'ATC. La 2 notion de QCRD se retrouve dans l'appendice C-1 et 3 mon confrère pose beaucoup de questions sur cette 4 notion-là. 5 Évidemment, c'est une notion qui est au 6 coeur du thème 12 sur les ressources désignées. Et 7 mon confrère aborde maintenant le thème 6 qui est le 8 service secondaire, ou 7, je pense que c'est 6, ou 9 7, le thème sur les ressources secondaires. 10 Encore une fois, je comprends qu'on veut 11 saisir la première opportunité possible pour poser 12 des questions sur tous les sujets qu'on veut 13 couvrir. D'un autre côté, il y a des panels qui ont 14 été formés pour répondre à des questions et monsieur 15 Clermont, qui est également sur le panel du service 16 secondaire, sauf erreur, est appelé à répondre à des 17 questions sur tous les thèmes en même temps. Et ça, 18 c'est clairement l'article 36.3, le cadre du service 19 secondaire. On a fait beaucoup sur les ressources 20 désignées, le thème 12. 21 Encore une fois là, on a structuré ces 22 présentations-là suivant une séquence, avec des 23 temps alloués pour pouvoir s'y conformer. Et si on 24 contre-interroge monsieur Clermont sur les thèmes, 25 ce qui va arriver, c'est qu'on va encore déborder le
Page 11	Page 13
1 livrer de l'énergie à 2 ses charges à partir 3 de ressources qui 4 n'ont pas été 5 désignées en tant que 6 ressources du 7 distributeur... » 8 Et caetera. Et ensuite, on dit: 9 « Les livraisons à 10 partir de ressources 11 autres que les 12 ressources désignées 13 auront une priorité 14 supérieure à celle de 15 tout service de 16 transport non ferme de 17 point à point. » 18 Donc, dans l'ordre, j'essaie de voir avec 19 vous, première chose, est-ce que quand on 20 parle de Québec ressource non désignée, 21 non ferme, est-ce qu'à 36.3, on ne parle 22 pas de ce service? 23 Me ÉRIC DUNBERRY : 24 Monsieur le Président, je ne fais pas d'objection 25 ici, mais simplement un commentaire général. Nous	1 cadre, on n'atteindra jamais les objectifs que vous 2 vous êtes fixé, parce que finalement le contre- 3 interrogatoire sur l'ATC déborde déjà sur deux 4 autres thèmes et le temps va simplement filer. 5 Alors, je pensais faire ce commentaire 6 simplement pour essayer de peut-être inviter tous et 7 chacun à suivre les thèmes tels que la Régie les a 8 reconnus. 9 LE PRÉSIDENT : 10 Maître Turmel. 11 Me ANDRÉ TURMEL : 12 Alors, merci pour ce commentaire. Je suis dans QCRD 13 pour voir comment ce texte-là, dans C-1, s'imbrique 14 dans le texte réel de 36.1, 36.3. La Régie a déjà 15 rendu des décisions à cet effet parlant de 36.3, 16 service secondaire, avec Québec ressource désignée 17 et non désignée. 18 Alors, je veux simplement comprendre, mais 19 je n'irai pas plus loin dans la désignation, tel 20 n'est pas l'objet de mon interrogatoire ce matin. 21 LE PRÉSIDENT : 22 Ici, la Régie permet des questions qui visent à 23 clarifier les inscriptions, leur signification et 24 comment elles s'intègrent dans le texte du tarif. 25 Me ANDRÉ TURMEL :

4 (Pages 10 to 13)

Page 14	Page 16
1 Tout à fait. 2 LE PRÉSIDENT : 3 Je pense qu'on peut accepter dans le cadre de ce 4 sujet ici cette ligne de questions, en autant qu'on 5 reste dans le sujet. 6 Me ANDRÉ TURMEL : 7 Merci, Monsieur le Président. 8 Q.12 Donc, ma question, Monsieur Clermont, 9 c'est quand on parle de QCRND non ferme, 10 donc ce qui apparaît dans C-1, est-ce que 11 QCRND non ferme vous apparaît être un 12 service qui est équivalent à ce qu'on 13 retrouve à 36.3, à la description de 36.3, 14 service secondaire, ou c'est capturé par 15 ce qu'on voit à 36.3? 16 R. Oui. 36.3, d'autre part, la deuxième 17 partie que vous m'avez lue fait référence 18 aux priorités qui sont accordées à chacun 19 des services. 20 Q.13 Oui. 21 R. Et qui peuvent être différentes dépendant 22 de l'inscription QCRND ferme, non ferme, 23 QCRD, ils ont des priorités différentes, 24 tel que c'est établi, sans donner la liste 25 des priorités, mais tel que c'est établi à	1 4, l'équivalent sur le site OASIS, c'est 2 la même page, vous rentrez le service que 3 vous souhaitez puis vous l'identifiez 4 comme QCRD, QCRND, ferme, non ferme. 5 Q.16 Mais qui l'inscrit, est-ce que c'est HQP 6 qui l'inscrit, est-ce que c'est un préposé 7 de HQP qui l'inscrit lui-même sur le site 8 OASIS ou c'est... juste pour savoir 9 comment se fait l'inscription de manière 10 pratique? 11 R. Dans le cas du QCRND non ferme, par un 12 représentant du producteur. 13 Q.17 Oui. Donc, c'est un acteur du marché qui 14 inscrit et qui indique, qui indiquerait 15 parce que ce n'est pas encore le cas 16 maintenant, qui indiquerait cette réalité. 17 C'est exact? 18 R. Mais c'est le cas maintenant. Il n'y a 19 pas de modification, comme je vous 20 expliquais hier, il n'y a pas de 21 modification proposée à cet égard-là par 22 le Transporteur dans la présente cause. 23 Ce qu'on fait à l'appendice C-1, 24 c'est de clarifier et de donner une 25 définition de chacune des variables qu'on
Page 15	Page 17
1 36.3. 2 Q.14 D'accord. J'essaie de comprendre, quand 3 on regarde la définition de QCRND non 4 ferme, comment le producteur va, parce 5 qu'on dit que c'est le producteur qui va 6 inscrire la capacité. Là, je vous ramène 7 à la définition de C-1, de QCRND non 8 ferme, on dit que l'inscription Québec 9 ressource non désignée non ferme, 10 ressource inscrite sur le site OASIS par 11 le producteur. Comment, dans les faits, 12 cela se fera-t-il? 13 R. Bien, de façon semblable. C'est la même 14 chose, c'est la même réponse pour les 15 QCRD, QCRND ferme, QCRND non ferme et les 16 services point à point, via une entrée sur 17 le système OASIS. 18 Q.15 Non mais... 19 R. L'équivalent, si on se remet dans la 20 partie 2 qui est peut-être plus familière 21 pour tout le monde, c'est l'équivalent de 22 rentrer une réservation dans le service 23 point à point, l'équivalent de ça en 24 partie 4, parce que la notion de 25 réservation n'est pas présente en partie	1 peut trouver sur le site OASIS et de 2 préciser la méthodologie. 3 Mais à cet égard-là des inscriptions, 4 il n'y a aucun changement qui est proposé 5 dans l'actuelle cause. 6 Q.18 Et à l'égard des priorités non plus? 7 R. A l'égard des priorités non plus. Tout ça 8 a été fixé par la décision D-2006-66, la 9 fameuse. Mais c'est à partir de ce 10 moment-là que les priorités ont été 11 fixées. C'est la dernière fois que la 12 Régie a donné des instructions sur 13 l'utilisation de ses services. La Régie a 14 demandé, par ailleurs, dans la présente 15 cause, dans une de ses DDR, de remettre à 16 jour le tableau des priorités. Ce qui a 17 été fait. Mais ça reflète essentiellement 18 ce qui avait déjà été convenu. 19 Q.19 Simplement aux fins de comprendre de quoi 20 il s'agit, je veux simplement vérifier 21 avec vous, je vous dépose un extrait 22 pertinent, parce qu'on en a parlé hier 23 puis je voulais revenir avec vous, de 24 cette décision-là D-2006-66. 25 Donc, D-2006-66, une décision rendue

Page 18	Page 20
1 en 2006. J'ai imprimé les extraits 2 relatifs aux priorités d'utilisation des 3 interconnexions et c'est là où 4 effectivement on parle, vous vous 5 souviendrez, Monsieur Clermont, de la 6 demande à l'époque du Transporteur. Et à 7 l'époque, le Transporteur, vous vous 8 rappellerez, avait fait une demande 9 particulière pour faire en sorte que la 10 ressource non désignée, utilisée par le 11 producteur, aurait une priorité accrue 12 et... 13 R. Une priorité moindre. 14 Q.20 Pardon? 15 R. Une priorité moindre. 16 Q.21 Attendez, attendez. Dans les faits, le 17 résultat final de la décision de la Régie, 18 ça a été d'accepter en partie la demande 19 du Transporteur, mais de ne pas permettre 20 au producteur d'avoir une priorité 21 supérieure. 22 Et là, je vous envoie au tableau, au 23 tableau, donc à la page 46, que l'on peut 24 regarder, qui est un peu le résultat 25 souhaité de la décision de la Régie et qui	1 document HQT-8, document 1, à la page 17. 2 Excusez, je ne veux pas faire de ping- 3 pong, mais c'est parce qu'il manque des 4 éléments. 5 Q.22 Moi, je vous donne la décision, la 6 décision telle qu'elle a été rendue... A 7 moins que vous me dites que... 8 R. Mais je pense qu'ailleurs dans la 9 décision, on dit qu'on ordonne au 10 Transporteur de créer une nouvelle 11 priorité pour le service QCRND non ferme. 12 Me ÉRIC DUNBERRY : 13 Q.23 Monsieur Clermont, vous allez à quel 14 endroit, HQT-8? 15 R. HQT-8, document 1, page 17 de 20, qui est 16 une DDR de la Régie. 17 Q.24 Merci. Oui. 18 Me ANDRÉ TURMEL : 19 Q.25 Mais peut-être juste me la... est-ce que 20 vous l'avez? O.K. 21 R. Vous allez voir, essentiellement donc, les 22 quatre premiers éléments du tableau sont 23 les mêmes que ce que vous me montrez. 24 Q.26 O.K. 25 R. Les mêmes. Donc, la réponse à votre
Page 19	Page 21
1 est l'état du droit actuel, si on veut là. 2 Et si on regarde, il y a quatre 3 niveaux de priorité. Le niveau de 4 priorité 1, évidemment point à point 5 charge locale, ressource désignée, c'est 6 clair, sans ambiguïté. 7 La priorité 2, service de point à 8 point court terme ferme. Le 4, c'est le 9 point à point de court terme non ferme. 10 Et dans cette décision-là, on avait 11 clarifié le fait que pour le service, pour 12 l'alimentation de la charge locale avec 13 une ressource non désignée, que cette 14 priorité ne peut être exercée que par le 15 distributeur. 16 Je veux juste clarifier avec vous que 17 dans le présent dossier, cet ordre de 18 priorités là, avec ce que vous proposez, 19 rien n'est changé, ni maintenant ni pour 20 l'avenir, avec le texte que vous proposez. 21 Est-ce que c'est exact de comprendre 22 cela? 23 R. C'est exact, mais le tableau est 24 incomplet. J'aimerais mieux vous référer 25 à une réponse de la Régie, qui est le	1 question est-ce que nous avons changé 2 quelque chose par rapport à la décision 3 qui est là, la réponse, c'est non. Tout 4 ce que je vous dis, c'est qu'il manque 5 deux priorités, la priorité numéro 5, qui 6 est pour le service non ferme de sous- 7 classe secondaire, et la priorité numéro 8 6, qui est le service pour l'alimentation 9 de la charge locale avec une ressource non 10 désignée. Cette priorité ne peut être 11 exercée que par le producteur. 12 A mettre en opposition avec la 13 priorité 3, telle que vous la lisez dans 14 la décision, qui est le service pour 15 l'alimentation de la charge locale avec 16 une ressource non désignée. Cette 17 priorité ne peut être exercée que par le 18 distributeur. 19 Q.27 Et ce tableau-là, il émane? 20 R. D'une question de la Régie, d'une réponse 21 du Transporteur à la question de la Régie. 22 Q.28 Relativement à ce que vous demandez 23 aujourd'hui? 24 R. Euh... 25 Q.29 Parce que la décision que je vous ai

6 (Pages 18 to 21)

Page 22

1 déposée, c'est ce que la Régie a décidé.
2 Le tableau que vous avez répondu à une
3 demande de DDR, c'est le résultat que vous
4 souhaitez à l'issue du dossier actuel.
5 Est-ce qu'on l'a?

6 R. La question de la Régie était:
7 « Veuillez présenter
8 un tableau selon le
9 format du tableau
10 4... »

11 Donc votre tableau 4.
12 « ... en tenant compte
13 des nouveaux services
14 et des nouvelles
15 modalités de
16 réservation. »

17 Nous avons répondu:
18 « Le Transporteur ne
19 propose pas d'ajouter
20 de nouveaux services
21 de transport au
22 service de point à
23 point, de réseau
24 intégré et
25 d'alimentation de la

Page 23

1 charge locale qu'il
2 offre actuellement.
3 Toutefois, le
4 Transporteur propose
5 d'ajouter certaines
6 modalités ou options
7 aux services
8 existants, en
9 conformité... »

10 En fait, la seule modification qui est
11 identifiée, c'est celle de la notion de
12 préconfirmée qui n'existait pas au moment
13 de la décision.

14 Q.30 Ça, c'est à l'égard des priorités, mais
15 juste simplement pour le tableau.

16 R. A l'égard des priorités, je ne suis pas
17 sûr que j'ai la totalité de la décision.
18 Et de mémoire, la décision demandait de
19 créer un service de priorité moindre pour
20 le QCRND non ferme. Ce que nous avons
21 fait.

22 En résumé, le tableau auquel je fais
23 référence dans nos DDR n'inclut pas de
24 nouvelles priorités pour cette cause-ci,
25 c'est ce qui est actuellement utilisé.

Page 24

1 Q.31 D'accord, n'inclut pas de nouvelles
2 priorités, mais c'est un nouveau tableau
3 qui vient ajouter des éléments nouveaux à
4 l'issue de ce qui serait adopté par la
5 Régie.

6 R. Qui vient...

7 Q.32 Pardon, 5 et 6 n'étaient pas dans ce
8 tableau-ci, mais vous les ajoutez dans le
9 tableau. Et ça, ça représente ce que vous
10 proposez aujourd'hui? Juste pour qu'on
11 s'entende là.

12 R. Non.

13 Q.33 Non?

14 R. Ça ne propose, ça ne représente pas ce
15 qu'on propose aujourd'hui. Ça représente
16 ce qui découle de la décision 2006. Les
17 seules modifications dans le tableau
18 auquel je fais référence, c'est d'inclure
19 des notes pour le service conditionnel
20 ferme et les demandes préconfirmées.

21 Donc, ce tableau n'introduit rien,
22 c'est déjà le tableau qui est utilisé. Si
23 vous alliez d'ailleurs déjà sur notre site
24 OASIS, ce n'est pas dans l'annexe C-1 en
25 ce moment, mais c'est dans le mode

Page 25

1 d'emploi OASIS, ce sont les priorités que
2 vous verriez déjà aujourd'hui si vous y
3 alliez, si vous pouviez trouver une
4 version de l'année d'avant, jusqu'à 2007,
5 c'est ce tableau que vous trouveriez.

6 Donc, juste pour être clair, ce n'est
7 pas ce qu'on propose d'introduire, il n'y
8 a pas de modifications, outre
9 l'introduction des notes sur le service
10 conditionnel ferme et le statut
11 préconfirmé.

12 Q.34 Parce qu'effectivement donc et pour
13 terminer là-dessus, à l'égard de l'article
14 13.2, où on parle des priorités, sauf
15 erreur, on ne change rien, sauf pour
16 parler de questions de préconfirmation.
17 Exact?

18 R. C'est exact. La proposition actuelle des
19 Tarifs et conditions ne propose pas de
20 changement aux priorités, à l'exception
21 d'introduire le service conditionnel ferme
22 et la notion de demande préconfirmée.
23 Donc, on n'introduit pas de nouvelles
24 priorités et on ne change pas de
25 priorités.

7 (Pages 22 to 25)

Page 26

1 Q.35 Mais HQP est quand même le seul à pouvoir
2 utiliser ce service QCRND non ferme?
3 R. Oui.
4 Q.36 Pour quelle raison?
5 R. Tel que reconnu par la Régie.
6 Q.37 Oui mais pour quelle raison, juste
7 m'indiquer pourquoi est-ce nécessaire,
8 pourquoi est-ce que vous le demandez?
9 R. Vous savez que le producteur, Hydro-Québec
10 Production, est le plus gros fournisseur
11 de l'énergie pour l'alimentation de la
12 charge locale, à partir de ses centrales
13 et à partir de ressources, parce que dans
14 le cas des QCRND, on parle forcément d'un
15 import, puisqu'il n'y a pas de chemin
16 interne, à partir d'un import. La
17 flexibilité que le distributeur souhaitait
18 avoir est donnée à son fournisseur, a été
19 reconnue par la Régie et se retrouve dans
20 les services qui sont offerts.
21 Q.38 Et vous nous dites qu'en cela, vous suivez
22 la décision D-2006-66?
23 R. Oui.
24 Q.39 D'accord.
25 R. Il y en a peut-être eu d'autres là, mais

Page 28

1 sur une bande déroulante le native load
2 service ou secondary service, est-ce qu'on
3 va voir cette... par exemple, le service
4 secondaire, est-ce qu'on va pouvoir, un
5 participant va pouvoir identifier ce
6 service sur le site?
7 R. Quelqu'un qui entre ou vous voulez voir
8 celle des autres?
9 Q.42 Les deux, quelqu'un qui réserve.
10 R. Quelqu'un qui réserve, oui, il va pouvoir,
11 oui, oui.
12 Q.43 Le voir, mais pouvoir utiliser?
13 R. Oui, oui, oui, absolument.
14 Q.44 Donc, on pourra acheter du service
15 secondaire, réserver du service
16 secondaire?
17 R. Oui, absolument. D'ailleurs, en fait, vos
18 clients le savent déjà parce que, depuis
19 le début juillet, ils sont bien informés
20 de tout ce qu'on fait sur la mise en
21 service de OASIS. Le système OASIS, le
22 nouveau système OASIS que le Transporteur
23 va prendre est celui fourni par OATI qui
24 est, en fait, le fournisseur de 90% des...
25 Me ANDRÉ TURMEL :

Page 27

1 je pense que c'est celle, je pense que
2 c'est la dernière fois où il y a eu un
3 débat qui a été fait sur cette notion-là,
4 est-ce que c'est correct que le
5 producteur, est-ce qu'il peut abuser de
6 ça. Et suite à ce débat-là, la Régie a
7 statué de reconnaître cette possibilité-
8 là, mais de lui assigner une priorité
9 différente pour bien baliser et encadrer
10 l'exercice de ce service de transport.
11 Q.40 D'accord. Maintenant, parlons quelques
12 mots du site OASIS. Vous nous avez
13 annoncé hier que celui-ci serait mis en...
14 bien, le nouveau site OASIS sera mis en
15 ligne le 26 octobre. C'est exact?
16 R. En informatique, il faut toujours se
17 garder une petite réserve, mais oui, c'est
18 la date. Je l'ai reconfirmé hier, il n'y
19 a aucun problème dans les essais. La date
20 prévue de mise en service du nouveau
21 système OASIS, c'est effectivement le 26
22 octobre.
23 Q.41 Et sans tomber dans le détail de ce
24 service, qu'on n'a pas vu, est-ce que ce
25 service-là va permettre d'identifier comme

Page 29

1 Merci, Monsieur Clermont. Now, I turn to Mr.
2 Hanser.
3 9H27
4 Me ANDRÉ TURMEL :
5 Q.45 Good morning, sir.
6 R. Yes.
7 Q.46 So, a couple of questions now with respect
8 to your written testimony. In your
9 expertise, you relate that the FERC orders
10 have established several aspects of the
11 transmission. Is it accurate to state the
12 the Orders 888 and subsequent up to 890 C
13 are designed to foster competition,
14 transparency, consistency and exchange of
15 data?
16 R. I think there's a slight confusion there
17 between objectives and mechanisms for
18 achieving those objectives in the sense
19 that they are aiming to have well-
20 functioning markets and part of the means
21 by which they think they can achieve well-
22 functioning markets is, for example, to
23 have transparency and certain kinds of
24 transactions and replicability of the data
25 and communication of the data across

8 (Pages 26 to 29)

Page 30	Page 32
1 parties. But the goal is really 2 towards... is aimed at the markets, not 3 just the replicability and so on. 4 Q.47 Okay. Now, if I may ask you to take your 5 written testimony, sir. At paragraph 5, 6 now I direct you to paragraph 5, you 7 state, and I quote: 8 « I conclude the HTQ's 9 methodology described 10 in attachment C-1 for 11 ATC coordination is 12 consistent with FERC 13 Order 890. » 14 That is your testimony? 15 R. Yes. 16 Q.48 In the quoted passage, you specify, and I 17 quote: « ATC coordination » end of quote. 18 Do you also agree that HQT's methodology 19 in attachment C-1 pertains to data 20 exchange? 21 R. Yes, the data is exchanged between ISOs, 22 in this case HQT and the adjacent ISOs is 23 my understanding. 24 Q.49 And adjacent systems? 25 R. Yes. Well, I think all of the adjacent	1 au coeur de sa demande de révision judiciaire sur la 2 qualification du lien qui existe entre Churchill 3 Falls et le réseau d'Hydro-Québec. Et ces 4 questions-là ont été posées à monsieur Hanser par 5 maître Turmel il y a environ cinq mois. 6 Maître Turmel connaît bien les réponses, 7 maître Turmel est en révision judiciaire, et maître 8 Turmel utilise ici la présence de monsieur Hanser 9 pour poser des questions qui n'ont absolument rien 10 à voir avec l'appendice C-1. 11 Ce sont essentiellement des questions... 12 vous avez bien entendu le terme Labrador, on a bien 13 entendu la définition qu'on veut en donner, et je 14 pense qu'il serait tout à fait, tout à fait 15 inopportun de permettre ce genre de questions-là. 16 On verra tantôt lorsque le procureur de 17 Brookfield se présentera si la question des plaintes 18 est pertinente ou non. Mais certainement, et il y a 19 eu une demande de remise de ce dossier-ci justement 20 pour permettre au débat sur les plaintes de 21 procéder, et je pense qu'il serait inutile pour 22 maître Turmel de vouloir contre-interroger monsieur 23 Hanser sur les liens, les relations qui existent ou 24 qui n'existent pas entre le Labrador et le Québec. 25 Alors, là-dessus, Monsieur le Président,
Page 31	Page 33
1 systems are ISOs, aren't they, to HQT? 2 Yes. Yes, all of the adjacent systems for 3 HQT are ISOs, independent system 4 operators. That is to say they have a 5 centralized market and so on. 6 Q.50 And Labrador, which is a different system, 7 not an adjacent? 8 R. Well, HQT, the connection between HQT and 9 Labrador is not between two separate 10 control areas because in fact the 11 connection between HQT and the resource in 12 Newfoundland Labrador Hydro is attached 13 directly to the system. So it's not a 14 separate ISO per se at this point. It's a 15 resource that's in fact directly connected 16 to the HQT system. 17 Q.51 But Labrador is a different system? 18 Me ÉRIC DUNBERRY : 19 Monsieur le Président, là, mon ami, maître André 20 Turmel, est dans son dossier de plainte. 21 Me ANDRÉ TURMEL : 22 Non, non. 23 Me ERIC DUNBERRY : 24 Ce sont des questions qu'il a posées à monsieur 25 Hanser à plusieurs reprises. Ce sont des questions	1 je fais une objection très vigoureuse et je vous 2 demanderais d'inviter mon collègue, maître Turmel, à 3 se concentrer sur l'appendice C-1 et le rapport qui 4 est au dossier. 5 Me ANDRÉ TURMEL : 6 Monsieur le Président, quant à moi, c'est une 7 objection inutile parce que je n'allais pas dans 8 cette ligne-là, c'est simplement le témoin qui a 9 parlé de zones adjacentes, de ISO adjacents, je veux 10 bien comprendre de quoi on parlait. 11 Alors, j'ai eu ma réponse, c'est correct. 12 Moi, je vais continuer sur autre chose, Monsieur le 13 Président. Je n'en étais pas dans une envolée, 14 comme peut-être l'aurait souhaité mon confrère pour 15 s'opposer avec véhémence, je n'en suis pas là. 16 Donc, je suis dans les data exchange, et 17 quand on parle de data exchange c'est entre 18 interconnexions, et voilà. Alors, là s'arrête la 19 référence directe ou indirecte, Monsieur le 20 Président. 21 LE PRÉSIDENT : 22 Alors, avançons. 23 Me ANDRÉ TURMEL : 24 Q.52 Is it your testimony, I just want to 25 confirm, is it your testimony that HQT's

Page 50

1 cédule pour le lendemain, il appert qu'il
2 n'utilise pas ses droits fermes, donc à
3 moins de 24 heures - et corrigez-moi si je
4 me trompe - du non ferme est disponible...
5 R. De la capacité non utilisée?
6 Q.78 De la capacité...
7 R. Non programmée, oui.
8 Q.79 ... non utilisée, non programmée...
9 R. Oui.
10 Q.80 ... à ce moment-là, ceux qui veulent
11 l'utiliser, c'est quiconque veut ou
12 quiconque... c'est qui veut l'acheter,
13 c'est exact?
14 R. Oui.
15 Q.81 A ce moment-là, est-ce que celui qui
16 avait... par exemple, dans cet exemple-ci,
17 HQP qui avait des droits à long terme sur
18 ce lien-là mais qui n'a pas utilisé cette
19 ressource, décide de l'utiliser, est-ce
20 qu'il est traité sur le même pied que les
21 autres ou est-ce que, en tout temps,
22 jusqu'à la dernière minute, il peut
23 toujours bumper, c'est un peu ça ma
24 question, là, ceux qui utilisent telle
25 ressource non utilisée.

Page 51

1 R. Non, les règles de programmation sont les
2 mêmes pour tout le monde. Vous devez
3 déposer, dans le cas où vous voulez faire,
4 là, pour la journée d'ensuite, tout le
5 monde doit programmer avant 13 h 00.
6 Donc, si vous n'avez pas programmé à
7 13 h 01, ce n'est pas vrai, parce que
8 c'est un peu plus tard le temps qu'on
9 traite toutes les demandes, là, mais
10 admettons à 16 h 00 la capacité pas
11 programmée, que quelqu'un détient mais qui
12 n'a pas été programmée est affichée sur
13 OASIS en non ferme, tout le monde peut la
14 voir sur OASIS et, là, il est trop tard
15 pour rentrer un programme pour le
16 lendemain mais vous pouvez dans l'horizon
17 heure précédente, n'importe qui peut
18 rentrer une demande pour utiliser cette
19 capacité non ferme disponible.
20 Q.82 Ça pourrait être aussi HQP qui déciderait
21 de le réutiliser mais, à ce moment-là, il
22 serait donc sur le même pied?
23 R. Il serait soumis aux règles de
24 programmation de l'heure qui vient comme
25 tous les clients, oui.

Page 52

1 Q.83 O.K. Parfait.
2 R. Et ce n'est pas vrai juste pour HQP en
3 passant, là.
4 Q.84 Non.
5 R. C'est vrai pour n'importe quel client qui
6 n'a pas programmé sa capacité.
7 Q.85 O.K. Attendez-moi un instant. Je pense
8 que j'ai terminé mais je veux juste
9 vérifier. Je vous remercie.
10 Me ÉRIC DUNBERRY :
11 Monsieur le Président, j'aurais une question en
12 réinterrogatoire pour le panel. Est-ce que
13 j'attends la fin de tous les contre-interrogatoires
14 ou vous suggérez que je le fasse tout de suite?
15 C'est à votre discrétion.
16 LE PRÉSIDENT :
17 Possiblement à la fin.
18 Me ÉRIC DUNBERRY :
19 Parfait.
20 LE PRÉSIDENT :
21 S'il y en a plusieurs, on le fera dans une séquence
22 et on s'assurera d'avoir le droit. Votre droit sera
23 reconnu pour cela.
24 Me ÉRIC DUNBERRY :
25 Merci.

Page 53

1 LE PRÉSIDENT :
2 Donc, on en est rendu à le GRAME. Est-ce qu'il y a
3 des questions? Oui. Donc, maître Paquet.
4 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me GENEVIEVE PAQUET :
5 Q.86 Bonjour, Monsieur le Président, Madame et
6 Monsieur les régisseurs. Geneviève Paquet
7 pour le GRAME.
8 Donc, on a une question de précision
9 concernant la marge de fiabilité TRM.
10 Donc, on comprend la définition qu'on
11 retrouve à l'article 3.D du texte des
12 Tarifs et conditions de la définition de
13 la TRM que cette valeur est déterminée en
14 tenant compte de certaines variables dont
15 les aléas de la demande de services de
16 transport, les aléas de défaillance
17 d'équipement et la température de l'air
18 ambiant.
19 Donc, concernant la température de
20 l'air ambiant, est-ce que le Transporteur
21 considère autant les températures élevées
22 que les températures froides, disons en
23 bas de 15 degrés?
24 R. Oui, par contre, la physique étant ce
25 qu'elle est, c'est les températures

14 (Pages 50 to 53)

Page 66

Page 68

1 documents-là. Alors, Monsieur le président, ma
2 consoeur a manifestement un objectif avec le dépôt
3 de ces documents-là qui va se révéler au fur et à
4 mesure que les questions seront posées. Je crois
5 savoir quel est cet objectif, mais pour l'instant,
6 je ne formulerai pas d'objection formelle, mais j'ai
7 possiblement une objection à formuler lorsque les
8 questions se révéleront davantage.

9 Je note tout simplement au passage que ma
10 consoeur se tourne vers le passé, là où il y a une
11 plainte de Brookfield, et vous êtes tourné vers
12 l'avenir. Et c'est la prétention principale de ma
13 consoeur que nous sommes ici tournés vers l'avenir,
14 alors qu'elle est déjà tournée vers le passé.

15 Et ce passé-là, c'est un passé où maître
16 Paule Hamelin ou son collègue maître Legault, je n'y
17 étais pas, a contre-interrogé monsieur Clermont
18 devant vos collègues messieurs Lassonde, Turgeon et
19 Pelletier, je pense, Hardy. Et il lui a posé
20 exactement les mêmes questions.

21 Alors, je vais simplement me rasseoir au
22 moment où on est et écouter la suite, mais
23 simplement parce que nous savons où ça s'en va.
24 Me PAULE HAMELIN :
25 Alors, vu que mon collègue a fait une mise en

1 parlé de la mise en application, de la mise, et je
2 vais reprendre les termes exacts.

3 Je vous réfère à la présentation
4 PowerPoint d'hier, à la page 5, la mise en oeuvre de
5 la coordination. Cette mise en oeuvre de la
6 coordination, où on parle d'échange d'informations,
7 c'est ça que je veux savoir. Comment ça a été mis
8 en oeuvre, quels sont les échanges d'informations
9 qu'il y a eu. Et c'est pertinent dans le cadre du
10 dossier puisque, vous vous souviendrez, que
11 l'ordonnance 890, que ce soit B ou C, demande au
12 transmission provider to exchange data and
13 presumptions with neighbouring systems.

14 Alors, ce que je veux essayer de savoir,
15 c'est exactement qu'est-ce que le Transporteur a
16 fait dans le contexte de l'ordonnance 890 et même si
17 des questions ont été posées dans le cadre de la
18 plainte sur ce sujet-là, c'est un sujet qui est
19 éminemment pertinent pour notre débat ici, parce que
20 justement, on essaie de savoir quels sont les
21 objectifs qui sont visés par la coordination des
22 réseaux voisins.

23 Alors, c'était ma mise en contexte, mais
24 tout ça en étant consciente que finalement mon
25 confrère n'a pas fait véritablement d'objection à

Page 67

Page 69

1 contexte, je vais également faire une mise en
2 contexte.

3 Tout d'abord, et ça vaut également pour
4 les commentaires que mon collègue a faits quand il a
5 parlé de Newfoundland, je vais tout de suite
6 indiquer à la formation que ce n'est pas parce que
7 certains éléments ont été abordés dans un cadre de
8 plainte que le sujet n'est pas pertinent dans le
9 cadre d'un dossier tarifaire.

10 Et dans ce cas-ci, on parle d'une mise en
11 vigueur prospective d'un tarif et ce qu'on sait,
12 c'est que cette coordination-là avec les réseaux
13 voisins, s'est faite depuis le 8 juillet 2009.

14 Alors, mes questions sont effectivement
15 pour comprendre qu'est-ce que le Transporteur a fait
16 à partir du 8 juillet 2009 jusqu'à la demande
17 d'amendement. Et c'est en ligne directe avec ce qui
18 est au dossier présentement, puisqu'il faut se poser
19 les questions pourquoi le Transporteur a décidé
20 d'harmoniser, est-ce qu'il l'a fait en lien avec
21 l'ordonnance 890 et suivantes.

22 Vous vous souviendrez également hier que
23 monsieur Clermont, et je peux vous référer aux notes
24 sténographiques, je pense que c'est la page 128, et
25 ça apparaît même de l'acétate produite hier, il a

1 cette question-là.

2 LE PRÉSIDENT :

3 Avançons.

4 Me PAULE HAMELIN :

5 Merci.

6 Q.105 Alors, au niveau de l'avis du 23 décembre
7 2008, la pièce C-6.62, on voit que c'est
8 indiqué:

9 « Dans le contexte de
10 l'ordonnance 890 de la
11 FERC. »

12 Pouvez-vous me dire, Monsieur Clermont, à
13 cette étape-là, puis je vais vous
14 faciliter la tâche, quelles étaient les
15 ordonnances 890 que vous aviez en tête?
16 Puis juste pour vous aider là, 890 est
17 rendue le 16 février 2007. 890 A est
18 rendue le 28 décembre 2007. La 890 B, le
19 23 juin 2008.

20 Alors, avec ces informations, est-ce
21 que je dois comprendre que quand vous
22 dites dans le contexte de l'ordonnance 890
23 de la FERC, à ce moment-là, vous aviez en
24 tête ces trois ordonnances-là, puisque la
25 C n'arrive que le 19 mars 2009?

18 (Pages 66 to 69)

Page 70	Page 72
1 R. Le texte dit bien dans le contexte de 2 l'ordonnance 890. En fait, oui, c'est 3 exact de dire bien... forcément, c'est les 4 seules qui étaient connues, la C et la D 5 n'étaient pas connues à ce moment-là. 6 Mais déjà la 890 originale avait déjà du 7 texte à l'effet que FERC souhaitait, comme 8 monsieur Hanser l'a expliqué, souhaitait 9 une plus grande transparence, une plus 10 grande harmonisation pour les valeurs de 11 transfert. 12 Q.106 Mais est-ce que vous vous souvenez dans 13 les faits si, à l'époque, vous aviez en 14 tête la 890 ou la 890A et B également? 15 R. 890, 890 A et 890 B, oui. 16 Q.107 D'accord. 17 R. Mais ceci dit, je reviens dans le 18 contexte. Le texte ne dit pas paragraphe 19 38 de l'ordonnance B ou paragraphe 40 de 20 l'ordonnance originale ici. 21 Q.108 Tout à fait. Est-ce que, à cette période- 22 là, le Transporteur avait déjà en tête une 23 méthodologie pour aligner les capacités de 24 transfert entre les réseaux voisins? 25 R. Non.	1 j'aime... 2 LE PRÉSIDENT : 3 Quel paragraphe exactement auquel vous réferez de 4 l'ordonnance? 5 Me PAULE HAMELIN : 6 Je réfère à l'ordonnance 890 B, à la page 9, le 7 paragraphe 15. 8 LE PRÉSIDENT : 9 Excellent. 10 Me PAULE HAMELIN : 11 C'est la pièce HQT-7, document 1. 12 R. O.K. 13 Q.113 Alors, ma question, Monsieur Clermont, 14 est-ce que le Transporteur a, comme on 15 l'indique ici, entre autres, exchanged 16 data and assumptions avec les réseaux 17 voisins. Donc, a-t-il échangé des 18 données, des hypothèses, des informations 19 avec les réseaux voisins? 20 R. Oui. 21 Q.114 Pouvez-vous me dire la nature des 22 informations qui ont été échangées avec 23 les réseaux voisins? 24 R. La compréhension des méthodes et des 25 valeurs utilisées et des processus
Page 71	Page 73
1 Q.109 On a parlé de la 890... 2 R. Excusez-moi, d'où le « Entreprendra des 3 travaux en vue de ». 4 Q.110 D'accord. Je vous réfère à l'ordonnance 5 890 B de la FERC, le paragraphe 15. Et je 6 vais vous le lire, avec mon anglais, vous 7 m'excuserez: 8 « The Commission 9 affirms the 10 clarification provided 11 in our Order number 12 890A that adjacent 13 transmission providers 14 must coordinate and 15 exchange data and 16 assumptions to achieve 17 consistent ATC values 18 on either side of a 19 single interface. » 20 Le Transporteur a-t-il donc... 21 R. Pourriez-vous juste... 22 Q.111 Pardon, oui, je m'excuse. 23 R. Je vais la retrouver là. 24 Q.112 Pardon. 25 R. J'ai compris ce que vous avez lu là, mais	1 utilisés par les réseaux voisins, dans un 2 premier temps pour nous permettre de 3 comprendre comment on pouvait, nous, 4 implanter cette coordination. Par la 5 suite, les discussions avec nos hypothèses 6 de travail. Et bien sûr, les données 7 pour... les données utilisées par les 8 réseaux voisins ainsi que les nôtres. 9 Q.115 Et quand on parle de réseaux voisins, est- 10 ce que ça s'est fait effectivement avec 11 tous les réseaux voisins, puis je vais 12 essayer de les nommer. De mémoire, 13 Ontario, Nouveau-Brunswick - je vais les 14 noter en même temps sinon je vais les 15 oublier - Ontario, Nouveau-Brunswick, 16 Nouvelle-Angleterre, New York, j'en 17 oublie-tu? Je n'ose pas dire le mot 18 Labrador parce qu'il va peut-être y avoir 19 une objection, mais je vais le faire quand 20 même. Est-ce que cette nature d'échanges 21 d'informations a été faite avec tous ces 22 voisins? 23 R. Elle a été faite. Il y a eu des 24 discussions effectivement avec tous ceux- 25 là, sauf Labrador. Et les discussions, je

Page 74	Page 76
1 dois dire, ont été principalement entre 2 Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Angleterre et 3 New York. La raison étant que, en 4 Ontario, il y a une interconnexion qui 5 vient tout juste, majeure, qui vient tout 6 juste d'être mise en service. Et bien 7 sûr, de part et d'autre, les réseaux ont 8 été, étant donné qu'on vient de faire les 9 ajouts aux réseaux, ils ont été conçus 10 pour refléter des valeurs semblables. 11 Puis dans le cas des autres inter- 12 connexions avec l'Ontario, pas besoin de 13 vous dire qu'ils sont tous extrêmement 14 particulières, alors le problème se posait 15 peu ou pas. 16 C'est donc principalement New York, 17 Nouvelle-Angleterre et Nouveau-Brunswick, 18 oui. 19 Q.116 Je n'ai juste pas compris la dernière 20 portion de votre réponse au niveau de 21 l'Ontario. Je comprends pour la nouvelle 22 ligne que ça doit être des deux côtés, les 23 ATC sont les mêmes. Mais vous avez dit il 24 y a d'autres situations au niveau de 25 l'Ontario, je n'ai pas compris le reste de	1 « La mise en oeuvre de 2 la coordination s'est 3 faite, a été précédée 4 de beaucoup d'échanges 5 avec les réseaux 6 voisins dans lesquels 7 le Transporteur a fait 8 des études, a eu des 9 discussions avec tous 10 les voisins pour, 11 d'une part, en fait, 12 le premier objectif, 13 c'était de faire 14 monter les capacités 15 du côté des réseaux 16 américains, puisque 17 typiquement nos 18 capacités à nous 19 étaient toujours 20 supérieures à celles 21 affichées par les 22 réseaux américains. 23 Et donc, il y a eu 24 plusieurs études de 25 faites pour voir
Page 75	Page 77
1 votre explication. 2 R. J'ai juste dit que pour les autres inter- 3 connexions, étant toutes des 4 interconnexions de types très 5 particuliers, le problème ne se posait pas 6 vraiment. Ne se posait pas, pas vraiment, 7 ne se posait pas. 8 Q.117 Donc, ça veut dire qu'il n'y avait pas 9 besoin de coordination dans ces cas-là? 10 R. Exact, il y avait déjà coordination 11 effective. 12 Q.118 O.K., il y avait déjà coordination. Cet 13 échange d'informations là s'est fait 14 comment? 15 R. Lors de rencontres et de conférences 16 téléphoniques principalement. Quant aux 17 données, ce sont de toute façon déjà des 18 données qui sont publiées sur les sites 19 OASIS de tout le monde. 20 Q.119 Hier, dans votre témoignage, vous avez 21 fait référence au fait que vous aviez fait 22 des études sur la question. Je vais vous 23 référer au passage. Je vous réfère à 24 votre témoignage d'hier, page 128, vous 25 avez dit:	1 comment ces valeurs-là 2 pouvaient être 3 échangées. » 4 Vous vous souvenez d'avoir dit ça hier? 5 R. Oui. 6 Q.120 Si la réponse était différente... 7 R. Ce serait embêtant avec ce que vous venez 8 de me lire. 9 Q.121 Oui, effectivement. J'aimerais savoir de 10 quelles études il s'agit? 11 R. En fait, deux types, essentiellement 12 Nouvelle-Angleterre et New York. C'est 13 complexe là, mais les limitations 14 principalement sur le réseau de la 15 Nouvelle-Angleterre sont dues à des 16 limitations de transfert est-ouest sur le 17 réseau PJM et à des contraintes 18 d'exploitation sur le réseau de New York à 19 Central East. 20 Juste très rapidement pour qu'on 21 comprenne de quoi il s'agit, si jamais il 22 y avait perte de l'import du Québec, 23 déclenchement instantané, ça expose la 24 Nouvelle-Angleterre à la hauteur 25 évidemment de l'import d'énergie. Donc,

20 (Pages 74 to 77)

Page 78	Page 80
1 les voisins de Nouvelle-Angleterre 2 risquent d'être mis à contribution pour 3 stabiliser le réseau de Nouvelle- 4 Angleterre. 5 Et la limite est-ouest de PJM, je 6 simplifie là, mais la limite est-ouest de 7 PJM et la limite Central East à New York 8 font que ces réseaux-là ne veulent pas 9 s'engager à faire la contribution 10 nécessaire pour supporter la Nouvelle- 11 Angleterre en cas de perte de la phase 2. 12 Alors, les études qui ont été faites 13 conjointement avec ces gens-là, c'est 14 d'aller voir et chez PJM et chez New York 15 les moyens qui pourraient être déployés 16 pour qu'ils acceptent de contribuer à 17 l'apport de Nouvelle-Angleterre en cas de 18 perte et de voir s'il n'y avait pas des 19 mécanismes commerciaux ou d'exploitation 20 qui pouvaient faire en sorte que tout le 21 monde était capable de faire une plus 22 grande contribution et donc d'accepter que 23 la limite d'import qui arrive du Québec 24 soit plus élevée. 25 On est bien sûr pas ici, juste pour	1 R. Il y a eu deux grandes familles d'études, 2 bien sûr. 3 Q.124 Qu'est-ce que vous voulez dire par deux 4 grandes familles d'études? 5 R. Bien, je ne suis pas sûr sur le nombre de 6 rapports. Je ne suis pas sûr sur le 7 nombre d'écrits, de documents écrits qu'il 8 y a, mais c'est les deux grandes études 9 qu'on a entreprises, oui. 10 Me PAULE HAMELIN : 11 Alors, je vais demander comme engagement au 12 Transporteur qu'on nous produise copie de ces 13 études. 14 Me ÉRIC DUNBERRY : 15 Monsieur le Président, je n'ai pas vu 16 personnellement ces documents. Ils pourraient peut- 17 être contenir des informations qui appartiennent à 18 des tiers, incluant des gens qui ont participé à la 19 préparation de ces études qui auraient fourni des 20 informations qui pourraient être soit 21 confidentielles, soit présentées, parce qu'aux 22 États-Unis, il y a toujours les questions de 23 sécurité et/ou des questions de pertinence une fois 24 que je les aurai lus. 25 Alors, l'engagement a été formulé, je vais
Page 79	Page 81
1 préciser, on n'est bien sûr pas ici dans 2 des études qui visaient à détailler les 3 ajouts au réseau ou les changements de 4 transformateurs. On est dans des études 5 globales où on regarde, O.K., qu'est-ce 6 qui peut être fait, c'est quoi la limite, 7 puis comment elle peut... par quels moyens 8 on peut la changer. 9 Q.122 Peut-être que j'ai mal compris là, mais 10 vous dites que cette étude, l'étude dont 11 vous venez de me parler, c'était 12 relativement à la Nouvelle-Angleterre. 13 Est-ce que je me trompe? 14 R. En fait, celle avec PJM, celle conjointe 15 avec ISO New England et PJM et New York 16 pour Central East et le transfert est- 17 ouest, c'était pour Nouvelle-Angleterre. 18 Il y en a eu d'autres à New York sur 19 l'exploration de mécanismes commerciaux et 20 opérationnels aussi qui visaient à voir 21 comment on pourrait augmenter la limite. 22 Q.123 Je vais demander, Monsieur le président, à 23 ce que le Transporteur nous fournisse 24 copie de ces deux... est-ce qu'il y a eu 25 plus que deux études?	1 m'objecter pour l'instant. Nous allons prendre 2 connaissance des documents. Et lorsque nous en 3 aurons pris connaissance, à ce moment-là, on pourra 4 donner à la Régie une réponse, une réponse informée. 5 Après avoir pris connaissance des documents, on 6 pourra déterminer et on communiquera avec notre 7 consoeur notre position à ce moment-là. 8 Si nous avons des réserves à la 9 communication de ces études, si ces études devraient 10 être déposées, le cas échéant, sous pli de façon à 11 en protéger le confidentialité et si le consentement 12 de certains tiers doit être requis pour la 13 communication de documents de ce type, on devra 14 également en discuter. 15 Mais alors, pour l'instant, il s'agirait 16 simplement de nous permettre, à tout le moins pour 17 les procureurs de TransÉnergie d'en prendre 18 connaissance, pour pouvoir vous faire connaître 19 notre position. 20 Me PAULE HAMELIN : 21 Alors, de note côté, dans la mesure, je comprends 22 que ce n'est pas une objection sur la pertinence des 23 documents? 24 Me ÉRIC DUNBERRY : 25 Bien, en fait. j'ai mentionné la pertinence. On va

Page 82

Page 84

1 les regarder. Je n'ai pas vu les documents,
2 Monsieur le Président, ce serait un petit peu... ce
3 ne serait pas très sérieux pour moi de formuler une
4 objection avant d'avoir vu un document qu'on demande
5 de produire. Je vais regarder le document avec mes
6 clients et on verra le contenu de ce document-là.

7 On comprend le thème général qu'il aborde,
8 des études de calculs de ATC. On pourra
9 s'interroger sur la pertinence de ces documents-là
10 dans le cadre d'une cause tarifaire.

11 Mais à tout événement, je n'ai pas de
12 commentaire particulier à cette étape-ci. Je
13 formule une objection parce que je n'ai pas vu les
14 documents et l'objection sera précisée, le cas
15 échéant, ou retirée s'il n'y a pas matière à
16 objection.

17 LE PRÉSIDENT :

18 Maître Hamelin.

19 Me PAULE HAMELIN :

20 Je comprends, dépendamment de la réponse que mon
21 collègue donnera sur sa révision du document, qu'on
22 aura peut-être à débattre de cette objection-là.

23 Mais sur la question de la pertinence, je
24 pense que c'est très clair que c'est... je vous dis
25 tout de suite d'emblée que je considère, même si mon

1 demande que les procureurs du Transporteur puissent
2 regarder le document pour ensuite donner leur
3 position et, au besoin, la Régie entendra les deux
4 parties quant à la pertinence au présent dossier.
5 Donc, pour l'instant, tout ça va être mis en suspens
6 pour le temps d'en prendre connaissance.

7 Me ÉRIC DUNBERRY :

8 Parfait. Parfait, Monsieur le Président.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Ce qui se faire dans quel délai?

11 Me ÉRIC DUNBERRY :

12 Je devrais d'abord poser la question au client à
13 savoir la récupération, la collecte de ces études où
14 elles se trouvent pourrait prendre quelque temps et
15 j'ignore essentiellement, mais on va faire un effort
16 important pour pouvoir évidemment donner une réponse
17 à la Régie le plus rapidement possible.

18 ENGAGEMENT #1 :

19 Fournir copie des études auxquelles monsieur
20 Clermont a fait référence dans son témoignage du 18
21 octobre 2010. (OBJECTION SOUS RÉSERVE)

22 LE PRÉSIDENT :

23 De toute façon, nous allons prendre une pause de 20
24 minutes pour prendre la pause de matinée. Donc,
25 revenir à 10 h 50.

Page 83

Page 85

1 collègue ne l'a pas vu là, que c'est pertinent. Moi
2 non plus, je ne l'ai pas vu ce document-là. On peut
3 débattre de la pertinence sans nécessairement voir
4 le document. C'est lié à ce qu'on vient de parler,
5 d'une part.

6 D'autre part, je comprends également qu'on
7 peut mettre des mécanismes en place, la Régie le
8 fait assez souvent au niveau des documents que l'on
9 juge confidentiels. Alors, à ce niveau-là, on offre
10 notre collaboration si jamais il y a à signer des
11 ententes de confidentialité pour respecter le droit
12 des tiers.

13 Me ÉRIC DUNBERRY :

14 Juste une question, et j'ignore vraiment la réponse,
15 Monsieur le Président, est-ce que Brookfield a fait
16 cette demande déjà dans le dossier des plaintes,
17 est-ce que vous avez copie de documents de cette
18 nature?

19 Me PAULE HAMELIN :

20 Je n'ai pas, à ma connaissance, ce n'est pas moi qui
21 étais l'avocate au dossier, mais je n'ai pas vu
22 d'études. C'est le témoin qui a parlé d'études
23 hier, alors c'est pour ça que je pose la question.

24 LE PRÉSIDENT :

25 Écoutez, dans le contexte, la Régie retient la

1 Me ÉRIC DUNBERRY :

2 Merci.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Et par la suite, nous continuerons l'audience.

5 SUSPENSION DE L'AUDIENCCE

6 REPRISE DE L'AUDIENCCE

7 10H58

8 LA GREFFIERE :

9 Veuillez prendre place, s'il vous plaît.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Alors, la Régie reprend l'audience.

12 Me PAULE HAMELIN :

13 Q.125 Alors, avant la pause, Monsieur Clermont,
14 on a parlé également de réunions
15 d'information. Je vais vous demander
16 aussi par engagement de nous fournir les
17 minutes de réunions des informations, des
18 rencontres d'information que vous avez
19 eues avec les réseaux voisins.

20 R. Il n'y a pas...

21 Me ÉRIC DUNBERRY :

22 Sous la même réserve, même commentaire.

23 ENGAGEMENT #2 :

24 Fournir copie des minutes des rencontres
25 d'information tenues avec les réseaux voisins.

22 (Pages 82 to 85)

Page 86	Page 88
1 (OBJECTION SOUS RÉSERVE) 2 R. Il n'y en a pas nécessairement. Je vais 3 revoir, là, mais les conférences 4 téléphoniques, par exemple, il n'y a pas 5 de minutes. 6 Me PAULE HAMELIN : 7 Q.126 Mais pour ce qui est des réunions, vous 8 allez vérifier, je comprends? 9 R. Oui et je ne suis pas sûr que vous n'avez 10 pas déjà demandé des minutes 11 confidentielles que vous n'avez pas déjà. 12 Je vais vérifier. 13 Q.127 Est-ce que dans ce cas-là c'était 14 seulement pour la Nouvelle-Angleterre. 15 Est-ce que c'est exact? 16 R. Il y en a avec New-York aussi. On va 17 vérifier. 18 Q.128 D'accord. Alors, avec la même réponse de 19 tout à l'heure. 20 Et au niveau des informations que, 21 vous, vous avez reçues des réseaux 22 voisins, je veux juste être sûr d'avoir 23 compris votre réponse. Naturellement, on 24 a parlé d'études. On a parlé de données 25 sur OASIS. Est-ce qu'il y a également	1 sur la page d'accueil du site OASIS dans 2 les avis. 3 Q.132 D'accord. Alors, je vais produire cet 4 avis, ces deux documents, il y a une 5 version française et une version anglaise, 6 sous la cote C-6-63. 7 Donc, si je comprends bien, à partir 8 du 8 juillet 2009, il y a coordination 9 pour le Transporteur entre les réseaux 10 voisins? 11 R. Oui. 12 Q.133 Donc, excusez-moi, je devrais être plus 13 précise, coordination des ATC avec les 14 réseaux voisins? 15 R. Oui. 16 Q.134 D'accord. 17 R. Donc, à partir du 8 au matin, les clients, 18 quand ils consultent les ATC disponibles, 19 bien, les ATC, voient une valeur qui est 20 différente de la... potentiellement 21 différente de la veille dépendant des 22 situations. 23 Q.135 Et j'avais un autre document qui référerait 24 à cette coordination effective. Je vous 25 réfère au document tiré du dossier
Page 87	Page 89
1 été... est-ce qu'il y a également eu des 2 échanges des méthodes, donc des exemples 3 d'annexe C-1 avec les réseaux voisins? 4 R. Non. 5 Q.129 Est-ce que j'avais bien résumé le type 6 d'informations que vous avez pu avoir des 7 réseaux voisins? 8 R. Oui, j'ajouterais qu'il y a eu des 9 discussions, là, sur les contraintes, 10 pourquoi c'est comme ça, est-ce que ça 11 pourrait changer, qu'est-ce qui pourrait 12 le faire changer? Mais... 13 Q.130 Mais ça résume, de façon générale, à titre 14 d'information. 15 R. En ajoutant, en fait, avec les ajouts que 16 je viens de vous dire, oui. 17 Q.131 Parfait. J'ai déjà remis tout à l'heure 18 un document daté du 8 juillet 2009. Est- 19 ce que c'est effectivement l'avis que le 20 Transporteur a donné à sa clientèle, 21 encore une fois, par le biais de son site 22 OASIS quant à sa décision d'harmoniser ses 23 capacités de transport ferme disponible 24 avec celles des réseaux voisins? 25 R. Oui, toujours par le même mécanisme, donc	1 tarifaire prochain, là, qui est le R-3738- 2 2010. C'est la pièce HQT-10, document 1, 3 Commercialisation des services de 4 transport. 5 Est-ce que vous avez déjà vu ce 6 document, Monsieur Clermont? 7 R. Non. 8 Q.136 O.K. Peut-être juste vous demander, et si 9 ce n'est pas le bon témoin, là, à moins 10 qu'il y ait une problématique, je le ferai 11 déposer par un autre panel, mais 12 essentiellement je vous réfère plus 13 particulièrement à la page 5 où on 14 indique: 15 « En ce qui a trait au 16 service de transport 17 au Québec, le 18 Transporteur a mis en 19 place une méthode de 20 coordination des 21 capacités de transport 22 disponibles avec les 23 réseaux voisins. » 24 Je comprends que ça fait référence à la 25 mise en vigueur de cette harmonisation en

23 (Pages 86 to 89)

Page 90	Page 92
1 date du 8 juillet 2009? 2 R. Oui. 3 Q.137 D'accord. Et également, à la page 4 suivante, à la page 6, quand on indique, à 5 partir de la ligne 21, je vais le lire: 6 « Le Transporteur a 7 mis en place un 8 protocole de 9 coordination avec les 10 réseaux voisins de 11 New-York, de 12 l'Ontario, de Nouveau- 13 Brunswick et de la 14 Nouvelle-Angleterre 15 afin d'harmoniser ses 16 capacités affichées de 17 transport ferme 18 disponibles ATC. Ce 19 protocole est implanté 20 en deux étapes. La 21 première en place 22 depuis le 8 juillet 23 2009... » 24 Donc, on parle encore toujours de la même 25 chose?	1 avoir le nouvel OASIS, il y aura une mise 2 à jour quotidienne des valeurs d'ATC. 3 Q.140 O.K. 4 R. Pour tous les horizons, coordonnée. 5 Q.141 O.K. Parfait. Vous avez indiqué hier en 6 fonction de la coordination des ATC, puis 7 je vais vous citer. C'est, je pense, dans 8 le cadre de votre témoignage en chef à la 9 page 127: 10 « Pour ce qui est 11 maintenant de la 12 coordination des 13 valeurs d'ATC avec les 14 réseaux voisins alors 15 les objectifs que le 16 Transporteur a visés 17 dans la coordination, 18 c'était d'assurer que 19 le transport ferme sur 20 les réseaux 21 interconnectés soit 22 réalisable en tout 23 temps. » 24 Donc, que vous ayez accès au service en 25 tout temps, qu'un client ait accès au
Page 91	Page 93
1 R. Oui mais c'est ma compréhension, là, oui. 2 Q.138 D'accord. C'est juste que vous devez 3 répondre parce que sinon on ne verra pas 4 sur les notes sténographiques votre 5 hochement de tête. 6 R. Oui, bien sûr. 7 Q.139 O.K. Ensuite, en fonction de ça, on dit: 8 « Ça permet une 9 coordination 10 hebdomadaire des 11 capacités de transport 12 alors que la seconde 13 qui sera mise en place 14 lors du déploiement du 15 nouvel OASIS permettra 16 une coordination 17 quotidienne. » 18 Alors, peut-être juste nous expliquer, là, 19 qu'est-ce que c'est la deuxième phase 20 exactement? 21 R. En fait, ce qu'on fait depuis le 8 22 juillet, c'est mettre à jour notre ATC, 23 coordonner une fois par semaine le lundi 24 matin et donc pour tous les horizons pour 25 lequel l'ATC est calculé. Et quand on va	1 service en tout temps. Et je pense que 2 c'est exactement ce qu'on voyait également 3 dans le PowerPoint qui a été déposé hier 4 où vous indiquiez: 5 « Assurer le transport 6 ferme sur les réseaux 7 inter-connectés. » 8 Alors, je vais vous demander qu'est-ce que 9 vous voulez dire « réalisable en tout 10 temps »? C'est que si j'ai d'un côté un 11 engagement de convention de service, que 12 je puisse être capable de livrer dans les 13 réseaux voisins. C'est ce que vous voulez 14 dire? Qu'est-ce que vous voulez dire par 15 « réalisable en tout temps »? 16 R. Bien sûr, le service en temps réel est 17 toujours réalisable. C'est bien sûr pas 18 en mode exploitation dont il est question. 19 Par exemple, le fait de permettre... 20 sur l'interconnexion de Nouvelle- 21 Angleterre, par exemple, le fait de 22 permettre, de vendre un service de 23 transport jusqu'à capacité de 2000 24 mégawatts alors qu'aussitôt que vous 25 arrivez de l'autre côté ce n'est que 1200

Page 94

1 qui est disponible, c'est comme avoir une
2 autoroute à six voies qui aboutit sur une
3 route de campagne ou enfin. On peut
4 moduler le nombre de voies exactes pour
5 refléter la situation mais l'idée donc
6 c'est de s'assurer que sur les horizons de
7 réservation, les capacités qui sont
8 vendues sont les capacités qui peuvent
9 effectivement être transférées sur
10 l'inter-connexion.

11 Mais encore là, on n'est bien sûr pas
12 dans le mode temps réel puisqu'en temps
13 réel il passe toujours la quantité qui est
14 convenue au moment où...

15 Q.142 O.K. On s'entend que ce n'est pas un
16 objectif qui est, dans ce cas-là, lié à la
17 fiabilité?

18 R. Ce n'est pas un objectif de fiabilité.
19 C'est un objectif de transparence
20 commerciale d'envoyer le bon signal à tous
21 les clients, d'éviter les questions du
22 genre: « Oui, mais là, quand je vais sur
23 le site de ISO New England, je vois 2000.
24 Vous, vous avez 1200 - l'inverse - je ne
25 comprends pas pourquoi. »

Page 95

1 Donc, c'est un signal commercial pour
2 diminuer la confusion et augmenter la
3 transparence.

4 Q.143 Et ce n'est pas non plus un problème de
5 congestion?

6 R. Congestion est devenu un terme loadé.

7 Q.144 Mais, en fait, c'est une question
8 commerciale. Est-ce que c'est bien
9 résumer la situation?

10 R. C'est une considération commerciale de
11 transparence et de clarté.

12 Q.145 Est-ce que c'est... je vais vous suggérer
13 que c'est effectivement à vos clients de
14 service de s'assurer d'être capable de
15 livrer à destination?

16 R. Bien sûr, coordonné ou non coordonné, il
17 est toujours de la responsabilité du
18 client de s'assurer de prendre les
19 engagements nécessaires pour faire ce
20 qu'ils souhaitent faire.

21 Q.146 O.K. Parce que vous êtes d'accord avec
22 moi que, dans le passé, si je prends le
23 cas de la Nouvelle-Angleterre, l'ATC avait
24 toujours été du côté Québec de 2000
25 mégawatts. Du côté de la Nouvelle-

Page 96

1 Angleterre, l'ATC était autour de 1200.
2 Alors, c'est une situation qui a prévalu
3 pendant plusieurs années. Vous êtes
4 d'accord avec moi?

5 R. L'ATC ferme long terme...

6 Q.147 Oui, je devrais...

7 R. ... c'est effectivement les valeurs que...
8 non, non, mais c'est effectivement les
9 valeurs dont vous avez parlé et
10 effectivement on a longtemps affiché un
11 ATC avant réservation de 1200 alors que
12 Nouvelle-Angleterre n'a jamais accepté en
13 ATC ferme avant réservation plus de 1200.

14 Q.148 O.K. Quand vous dites « jamais », est-ce
15 que.. je pense qu'on est allés jusqu'à
16 1400, si je me... est-ce que c'est un
17 chiffre... ou ça a toujours été 1200?

18 R. La capacité de réserver du transport ferme
19 long terme a toujours été à 1200 du côté
20 de la Nouvelle-Angleterre. Il y a
21 d'autres, il y a le forward capacity
22 market qui a eu d'autres valeurs mais la
23 capacité... la Nouvelle-Angleterre n'a
24 toujours accepté que 1200 en valeur ferme
25 long terme.

Page 97

1 Q.149 O.K.

2 R. Long terme étant un an et plus, en ce
3 moment. A l'exception, bien sûr on dit
4 jamais, mais à l'exception des périodes de
5 retrait où l'ATC et le TTC diminuent, mais
6 ce n'est pas à ça que vous faites
7 référence.

8 Q.150 Non. Avant de... si je me replace dans le
9 temps, entre le 23 décembre 2008 et le 8
10 juillet 2009, date où on a décidé de faire
11 la coordination des ATC, est-ce qu'il y a
12 eu des meetings avec les participants de
13 marché pour expliquer ce qui allait se
14 passer? Il y a-tu eu un stakeholding
15 process?

16 R. Non. Il y a eu des avis sur OASIS qui
17 sont le mécanisme normal utilisé et que
18 FERC a mis sur pied dans 889 à ces fins-
19 là. Il y a eu donc les avis OASIS qui
20 sont un moyen clair d'informer tous les
21 participants de marché, les stakeholders,
22 comme vous dites, en même temps d'une
23 information ayant une certaine importance.

24 Q.151 Bien. Mais ma question c'est, je
25 comprends qu'il y a eu des avis mais votre

25 (Pages 94 to 97)

Page 98	Page 100
1 réponse à ma question à l'effet qu'il n'y 2 a pas eu de stakeholding process, c'est 3 non? 4 R. La réponse c'est non. 5 Q.152 O.K. Alors, je vais essayer de comprendre 6 la méthodologie de calcul proposé au 7 niveau de l'annexe C-1. Puis pour les 8 fins de ma compréhension, je vais... je 9 vais parler de la Nouvelle-Angleterre. Et 10 je vais vous demander si ma compréhension 11 est exacte. 12 Alors, à partir du moment où on fait 13 la coordination au niveau de la Nouvelle- 14 Angleterre, à partir du 8 juillet 2009, 15 puis corrigez-moi si je me trompe, entre 16 la décision du 8 juillet 2009 et ce qui 17 est proposé dans C-1, il n'y a pas de 18 modification au niveau de la méthodologie, 19 c'est toujours la même chose que vous 20 proposez. En fait, pas que vous proposez 21 mais je vais reformuler ma question pour 22 que ce soit plus clair. 23 A partir du 8 juillet 2009 au 24 document C-1 que l'on voit, il n'y a pas 25 de changement de principe au niveau du	1 R. Mais la façon dont on va calculer l'ATC 2 quand ça, ça va être approuvé dans le 3 nouvel OASIS, en fait, il y a des termes 4 qui n'étaient pas spécifiés de la même 5 façon. 6 Q.155 Je vous remercie pour vos précisions. 7 J'en étais effectivement juste à la 8 méthodologie de base pour essayer de 9 comprendre ce bout-là avant d'aller dans 10 les détails. 11 Alors, au niveau de la méthodologie 12 de base, si ma compréhension est exacte, 13 c'était TTC, de façon générale, moins TRM 14 serait égal à ATC. On y va en très 15 simple, là. 16 R. Là, c'est vrai seulement pour le calcul de 17 la disponibilité avant réservation. 18 Q.156 Oui, tout à fait. 19 R. Parce que, normalement, il faut aussi 20 soustraire... il faut savoir si vous 21 pouvez réserver demain à 11 h 00, par 22 exemple, ou si... 23 Q.157 Tout à fait. Je devrais dire les ATC 24 également dans mon équation. Mais 25 juste... je voulais essayer de... merci
Page 99	Page 101
1 Transporteur quant à la méthodologie de 2 calcul des ATC? 3 R. L'annexe C-1 qui est proposée ici ne fait 4 que décrire avec plus amples détails ce 5 qui est fait par le Transporteur. 6 Q.153 O.K. Donc... alors, si je parle en date 7 du 8 juillet 2009 ou que je parle en 8 fonction de l'annexe C-1 dans l'exemple 9 que je vais vous donner, techniquement la 10 méthodologie devrait être à peu près la 11 même? 12 R. Il y a eu des... parce que j'ai répondu 13 aussi à une question hier, vous vous 14 rappellerez, l'annexe C-1 tel qu'elle est 15 formulée, prend en compte un niveau de 16 détails et d'équations qui est compatible 17 avec les nouvelles normes, les modes 18 machins, 01, 2, 4, 8 et 29 qui ne sont pas 19 reflétés aujourd'hui dans la façon dont 20 on calcule l'ATC. 21 Si on en revient toujours à 22 l'équation de base que j'ai présentée 23 hier, ATC égale TTC moins TRM et moins 24 ETC, on est sur la même base. 25 Q.154 O.K.	1 encore pour la précision. Je voulais 2 essayer juste d'y aller au simple. 3 Capacité de transfert totale, ce 4 qu'on appelle le tuyau, pour la Nouvelle- 5 Angleterre, en fait, pour le Québec, je 6 m'excuse, on parle donc d'un 2000 7 mégawatts, si je suis toujours dans la 8 Nouvelle-Angleterre, bien sûr. 9 R. Sauf en situation où il y a des retraits 10 planifiés... 11 Q.158 D'accord. 12 R. ... on est à 2000. Nouvelle-Angleterre 13 est aussi à 2000 sur le TTC. 14 Q.159 D'accord. Au niveau du TRM, toujours avec 15 la Nouvelle-Angleterre, on serait à 800 16 mégawatts... 17 11H17 18 Me ÉRIC DUNBERRY : 19 Monsieur le Président, évidemment, le choix de la 20 Nouvelle-Angleterre comme exemple pour illustrer le 21 propos, c'est un choix délibéré. Évidemment, encore 22 une fois, je veux simplement mentionner que tout le 23 débat relatif à cette question qui a été soulevée 24 devant vos collègues, messieurs les régisseurs 25 Turgeon, Lassonde et Hardy, c'est un exercice qui

Page 102

1 était spécifique à l'exemple de la Nouvelle-
2 Angleterre parce que ce sont là où les droits de
3 EBMI auraient été non respectés selon EBMI, bon.
4 Alors, ce n'est pas innocent que de parler
5 de principe et d'application d'une formule, c'est
6 tout à fait légitime. On a proposé au témoin la
7 Nouvelle-Angleterre comme exemple pour en faire un
8 cas d'espèce devant vous. Et faire de cet exemple-
9 là, qui n'est pas choisi de façon innocente, un
10 contre-interrogatoire qui est associé directement
11 aux positions de Brookfield.
12 Les questions demeurent introductives.
13 Les valeurs de TTC et de TRM sur cette
14 interconnexion sont connues, sont publiques. Mais
15 encore une fois, si ma consoeur voulait bien prendre
16 une autre interconnexion pour faire le même exemple,
17 ce qu'elle va refuser de faire, ou prendre un cas
18 théorique, ce qu'elle va également refuser de faire,
19 à moins qu'elle change de position, c'est pour
20 illustrer justement le fait des dangers de ça.
21 Alors, j'invite ma consoeur à prendre une
22 autre interconnexion ou à prendre un cas théorique
23 et je n'aurai aucune objection sur l'application des
24 formules. Je comprends qu'elle veut utiliser
25 l'exemple de la Nouvelle-Angleterre et je l'invite à

Page 103

1 faire autrement de façon à éviter un débat
2 d'objection qui pourrait effectivement être évité.
3 Me PAULE HAMELIN :
4 Alors, premièrement, je veux savoir quelle est la
5 nature de l'objection. On est clairement dans un
6 débat qui est pertinent. Je vous soumetts que
7 l'application future de l'annexe C-1 a des impacts
8 financiers pour mon client, a des impacts financiers
9 qui peuvent être même tarifaires, et c'est
10 l'objectif des questions que je veux poser au
11 témoin.
12 Dans le présent dossier, il ne faut pas
13 oublier qu'un des aspects que vous avez demandé à
14 considérer c'était est-ce qu'il y avait, au niveau
15 d'un changement proposé, est-ce qu'il y a pour les
16 participants de marché, les clients, des impacts au
17 niveau de l'annexe C-1 qu'on tente de faire
18 approuver. Il y a clairement un impact et c'est ce
19 que je veux essayer de démontrer.
20 Et encore une fois, ce n'est pas parce
21 qu'un sujet a été traité dans le cadre d'une plainte
22 que l'on ne peut pas le... les mêmes éléments
23 factuels ne peuvent pas être pertinents dans le
24 cadre du dossier présentement.
25 Et je ne vois pas en quoi la question que

Page 104

1 je viens de poser par rapport à quelque chose qui
2 est actuel là, qui se fait, et où on va voir
3 finalement qu'il y a une réduction importante des
4 ATC, que je ne pourrais pas essayer de comprendre.
5 Et ça revient tout à la notion du TRM.
6 On revient... tout à l'heure, je vais
7 vouloir savoir qu'est-ce qu'on entend par TRM et on
8 a un exemple concret. C'est à moi de choisir mes
9 questions, je suis en contre-interrogatoire, et je
10 n'ai pas à être... on n'a pas à me demander de faire
11 un autre exemple.
12 Mon confrère le fera s'il le veut en
13 contre-preuve, c'est sa preuve. Alors, je pense que
14 c'est hautement pertinent. Voilà.
15 Me HELENE SICARD :
16 Avec votre permission, ces questions sont d'intérêt
17 pour UC, sont d'intérêt pour la charge locale. Il
18 s'agit d'une application pratique d'une formule que
19 vous êtes appelés à approuver et on aimerait
20 entendre les réponses pratiques. Merci.
21 LE PRÉSIDENT :
22 Maître Dunberry?
23 Me ÉRIC DUNBERRY :
24 Monsieur le Président, il y a une façon tellement
25 simple d'éviter toute difficulté. Le seul fait que

Page 105

1 ma consoeur refuse de prendre un autre exemple ou un
2 exemple théorique, ce qui éviterait tout débat et
3 nous permettrait de progresser, c'est qu'elle a, par
4 ce refus, clairement confirmé qu'elle entendait non
5 pas comprendre la formule mais l'appliquer, et
6 l'appliquer dans le cas qui a déjà fait l'objet d'un
7 débat devant vos collègues. Alors, il n'y a aucun
8 doute possible qu'on ne tente pas ici de comprendre.
9 La formule peut être comprise avec un autre exemple
10 puis elle peut être comprise avec un exemple
11 théorique. Il y a eu une coordination sur New-York,
12 il y a eu d'autres exemples.
13 On ne tente pas de comprendre, parce que
14 si on tentait de comprendre, une approche simple et
15 pragmatique se faisait très bien, évitons un débat
16 inutile. Je peux comprendre l'application de la
17 formule sur New-York ou avec un autre exemple. Ça,
18 ce serait une approche tarifaire dans le cadre d'un
19 dossier tarifaire où on veut comprendre
20 l'application de la formule.
21 Manifestement, l'éléphant est dans la
22 salle, on tente ici non pas de comprendre mais
23 d'appliquer. On veut, par un exemple, inviter le
24 témoin à faire devant vous le cas Brookfield, le cas
25 de cette coordination. Et lorsque le procureur du

27 (Pages 102 to 105)

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 26 OCTOBRE 2010

VOLUME 6

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 AUDIENCE 26 OCTOBRE 2010 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE : Me ERIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEFY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HÉLÈNE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me STEVE CADRIN, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	1 PANEL 8 2 MARIE-CLAUDE LALANDE 3 SYLVAIN CLERMONT 4 Interrogé par Me Eric Dunberry 91 5 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin 93 6 Contre-interrogés par Me Geneviève Paquet 97 7 Contre-interrogés par Me Annie Gariépy 104 8 PANEL 9 9 SYLVAIN CLERMONT 10 Interrogé par Me Marie-Christine Hivon 114 11 Contre-interrogé par Me André Turmel 125 12 Contre-interrogé par Me Geneviève Paquet ... 154 13 Contre-interrogé par Me Paule Hamelin 170 14 Contre-interrogé par Me Denis Falardeau 177 15 Contre-interrogé par Me Jean-François Ouimette 180 16 Contre-interrogé par le Président 185 17 18 AUDIENCE CONTINUÉE LE 27 OCTOBRE 2010 A 9 H 00 19 20 21 22 23 24 25
Page 3	Page 5
1 TABLE DES MATIERES 2 Page 3 4 LISTE DES PIÈCES 5 DÉCISION CONCERNANT L'OBJECTION 6 DU TRANSPORTEUR A LA PREUVE DE 7 MONSIEUR ROACH, TÉMOIN DE EBMI 6 8 PANEL 6 9 MARIE-CLAUDE LALANDE 10 SYLVAIN CLERMONT 11 Contre-interrogés par Me Annie Gariépy 11 12 Contre-interrogés par Me Hélène Sicard 47 13 Contre-interrogés par Me Jean-François Ouimette . 55 14 Contre-interrogés par Mme Lucie Gervais 63 15 PANEL 7 16 SYLVAIN CLERMONT 17 Interrogé par Me Eric Dunberry 67 18 Contre-interrogé par Me Paule Hamelin 70 19 Contre-interrogé par Me Denis Falardeau 84 20 Contre-interrogé par le Président 87 21 Réinterrogé par Me Eric Dunberry 89 22 23 24 25	1 LISTE DES PIÈCES 2 3 Page 4 5 C-3-63: Staff Report on Capacity 6 Management 54 7 B-166 (HQT-39): 8 Présentation PowerPoint - thème 9 124 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25

Page 110	Page 112
1 questions. 2 LE PRÉSIDENT : 3 Merci. 4 Pour Stratégies énergétiques, Maître Neuman? 5 11H40 6 Me DOMINIQUE NEUMAN : 7 Bonjour, Dominique Neuman pour Stratégies 8 énergétiques et l'AQLPA. Bonjour, Monsieur le 9 Président, Madame et Monsieur les régisseurs, 10 Messieurs, Dames. 11 Q.173 Dans la lignée des modifications qui sont 12 proposées aux annexes afin de permettre, 13 outre la production qui est des ressources 14 autres que la production qui puisse offrir 15 différents services ancillaires, est-ce 16 que le Transporteur s'est penché sur les 17 limitations actuelles qui sont imposées 18 par le distributeur aux producteurs 19 distribués, donc aux producteurs qui sont 20 installés sur son propre réseau, et je 21 fais référence à ce qu'on appelle le livre 22 bleu qui sont les instructions du 23 distributeur, qui interdisent aux 24 producteurs distribués, de fournir lui- 25 même de la régulation de tension ou de la	1 R. Je pense que la question que vous posez 2 serait probablement mieux répondue si vous 3 l'adressiez au distributeur. 4 Il va voir comme vous l'adoption des 5 nouveaux... 6 Q.175 Oui. 7 R. ... puis il fera les adaptations s'il le 8 juge nécessaire. 9 Q.176 Oui, mais la question était adressée au 10 Transporteur. Est-ce que le Transporteur 11 maintenant qu'il veut... qu'il veut 12 élargir ses options par ces modifications 13 aux annexes, est-ce que le Transporteur 14 envisage de requérir du distributeur qu'il 15 fasse ces adaptations? 16 R. Ce n'est pas dans le plan de match pour le 17 moment. Ce que je voudrais vous dire, par 18 ailleurs, c'est là on est encore dans 19 l'analyse, on verra par la suite la 20 décision qui sera prise puis, là, on 21 ajustera ou on agira en conséquence. 22 Q.177 O.K. Je vous remercie. 23 LE PRÉSIDENT : 24 Merci, Maître Neuman. Pour l'Union des 25 consommateurs, Maître Sicard, est-ce qu'il y a des
Page 111	Page 113
1 régulation de fréquences, par exemple? 2 En fait, est-ce que le Transporteur 3 s'est penché sur la cohérence entre ce 4 qu'il propose ici et les interdictions que 5 le distributeur impose à ses propres 6 producteurs distribués? 7 R. Alors, je pense que ce qu'on a fait quand 8 on a vu les modifications qui étaient 9 avancées dans l'ordonnance 890, c'est 10 qu'on a fait l'analyse dans le cadre de 11 l'exploitation du réseau de transport. Je 12 pense que c'est... puis c'est à la lumière 13 de cette analyse-là qu'on a déterminé que 14 c'était souhaitable, mais c'est vraiment 15 dans notre terrain de jeu qu'on a fait 16 l'analyse. 17 Q.174 Et donc, afin de permettre, de mettre en 18 oeuvre ces amendements que vous proposez 19 aux annexes, est-ce que le Transporteur 20 envisage de requérir du distributeur qu'il 21 cesse d'interdire à ces producteurs 22 distribués, de fournir... la possibilité 23 de fournir des services éventuels de 24 régulation, de la fréquence régulation de 25 la tension ou autres services ancillaires?	1 questions? Pas de questions. Pour l'UMQ? Pas de 2 questions. Pour la Régie, maître Ouimette. 3 Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE : 4 Pas de questions. 5 LE PRÉSIDENT : 6 Alors, ceci complète les questions pour le panel. 7 Est-ce qu'il y a d'autres questions en 8 réinterrogatoire? 9 Me ÉRIC DUNBERRY : 10 On n'a plus de questions, Monsieur le Président. 11 C'est terminé. 12 LE PRÉSIDENT : 13 Alors, ça termine l'audition de ce panel. 14 Me ÉRIC DUNBERRY : 15 Pour le prochain panel, Monsieur le Président, on 16 pourrait peut-être suggérer de prendre la pause un 17 peu plus tôt. Ce sera un autre panel avec une 18 présentation PowerPoint pour le prochain. Alors, on 19 installera les choses et, en fait, nos panelistes 20 reviennent mais c'est un sujet qui est un peu 21 différent des autres. 22 LE PRÉSIDENT : 23 Très bien. Par la suite, donc ce serait le panel 24 numéro 9? 25 Me ÉRIC DUNBERRY :

Page 114

1 Oui.
 2 LE PRÉSIDENT :
 3 Et, par la suite, panel numéro 11 si on s'y rend?
 4 Me ÉRIC DUNBERRY :
 5 Oui, tout à fait.
 6 LE PRÉSIDENT :
 7 Tel que mentionné, O.K. Alors, la Régie va
 8 reprendre ses travaux à 1 h 15.
 9 Me ÉRIC DUNBERRY :
 10 Merci.
 11 SUSPENSION DE L'AUDIENCE
 12 REPRISE DE L'AUDIENCE
 13 LA GREFFIERE :
 14 Veuillez prendre place, s'il vous plaît.
 15 LE PRÉSIDENT :
 16 Bonjour à toutes et à tous. Alors, reprise de
 17 l'audience.
 18 PANEL 9
 19 SYLVAIN CLERMONT
 20 INTERROGÉ PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
 21 Alors, Monsieur le Président, pour la présentation
 22 du thème numéro 9, Service ferme conditionnel et
 23 nouvelle répartition de la production, le panel est
 24 constitué de monsieur Sylvain Clermont qui va faire
 25 une présentation, une courte présentation PowerPoint

Page 116

1 où elles visent à favoriser l'utilisation
 2 optimale du réseau, en ce sens qu'un
 3 service conditionnel ou une nouvelle
 4 répartition pourrait constituer une
 5 alternative à un service qui aurait été
 6 refusé, qui aurait pu être refusé sans ces
 7 dispositions, donc possiblement favoriser
 8 des transactions supplémentaires.
 9 Visent également, bon, à s'assurer
 10 que l'exploitation du réseau demeure
 11 fiable et finalement reflètent les
 12 modifications qui ont été apportées au
 13 tarif pro forma de la FERC avec les
 14 adaptations nécessaires au contexte du
 15 Québec, notamment, par exemple, pour tenir
 16 compte de l'absence de concept de flowgate
 17 au Québec qui est prévu dans l'ordonnance.
 18 Alors, le service conditionnel ferme,
 19 tout d'abord, important de mentionner
 20 qu'il ne s'agit pas d'un nouveau type de
 21 service de transport. Il s'agit donc d'un
 22 service de transport ferme de point à
 23 point qui est plutôt sujet à des
 24 réductions. Donc, ça ne constitue pas un
 25 type de service différent du ferme, non

Page 115

1 pour la position du Transporteur.
 2 Q.178 Alors, dans la mesure où tout le monde est
 3 prêt, Monsieur Clermont, je vous
 4 inviterais à présenter la proposition de
 5 modification du Transporteur en ce qui
 6 concerne le service ferme conditionnel et
 7 la nouvelle répartition de la production.
 8 M. SYLVAIN CLERMONT :
 9 R. Avec plaisir. Alors, donc, le
 10 Transporteur propose de modifier ses
 11 Tarifs et conditions à trois fins, donc
 12 pour introduire trois grands thèmes. Le
 13 premier, introduire l'option du service
 14 conditionnel ferme ou ferme conditionnel
 15 pour le service de point à point et en
 16 établir les modalités; offrir des options
 17 de réduction automatique de la charge pour
 18 le service en réseau intégré et pour
 19 l'alimentation de la charge locale; et
 20 finalement, préciser les conditions
 21 d'ouverture à la nouvelle répartition des
 22 ressources et introduire la notion de la
 23 réévaluation biennale.
 24 Les propositions qui vous sont faites
 25 sont justes et raisonnables dans la mesure

Page 117

1 ferme. C'est du ferme avec des
 2 conditions, donc sujet à des réductions.
 3 Deux cas sont possibles, soit pendant
 4 un nombre déterminé, pré-déterminé,
 5 d'heures par année ou lorsque certaines
 6 conditions du réseau, évidemment pré-
 7 identifiées, surviennent.
 8 Ce service ferme conditionnel peut
 9 être une mesure provisoire dans l'attente
 10 de la construction d'ajouts au réseau ou
 11 alternativement constituer une solution
 12 alternative aux ajouts au réseau auquel
 13 cas cette solution-là sera sujette à une
 14 réévaluation à tous les deux ans, donc la
 15 réévaluation biennale.
 16 Les options maintenant du service
 17 ferme conditionnel, alors les conditions
 18 d'application d'un tel service. Alors,
 19 l'étude ou la demande d'un service, de
 20 l'étude d'un service ferme ou conditionnel
 21 doit être faite par écrit.
 22 Pourquoi par écrit? Parce qu'on
 23 comprendra que l'étude d'impact pour le
 24 transporteur sera plus complexe, plus
 25 longue et vraisemblablement, donc, plus

30 (Pages 114 to 117)

Page 118

1 coûteuse, parce que le transporteur devra
2 faire une évaluation adéquate de la
3 capacité du réseau à fournir le service et
4 à identifier correctement les conditions
5 et déterminer quels seraient les facteurs
6 de risque associés à ça.

7 Et compte tenu que les coûts des
8 études sont à la charge du client et c'est
9 déjà le cas et ça le reste, d'où la
10 demande écrite.

11 Donc, le service ferme conditionnel
12 est également soumis à une réévaluation à
13 tous les deux ans. Pourquoi cette
14 réévaluation aux deux ans? Bien, pour
15 assurer la fiabilité continue du réseau et
16 parce qu'il peut être difficile de prévoir
17 à l'avance les conditions du réseau à
18 cause de l'évolution de la situation et
19 bien sûr, tel que prévu, toujours à
20 l'article 13.5 des Tarifs et conditions,
21 il y a l'obligation de compenser le
22 Transporteur.

23 Important de... quelques notions sur
24 la priorité qui est associée à cette
25 option, donc à l'option du service ferme

Page 119

1 conditionnel aux fins de la réduction des
2 services de transport, il y a eu quelques
3 questions à cet effet.

4 Alors, lorsque les limitations
5 s'appliquent et on a dit qu'il y avait
6 deux types, c'est soit un nombre d'heures
7 ou soit des conditions de réseau.

8 Juste un mot sur les conditions de
9 réseau. Par conditions de réseau, on
10 implique des contraintes sur le réseau de
11 type... des contraintes de limites
12 thermiques, de limites de fréquence, de
13 problèmes de tension, de problèmes de
14 stabilité. Bref, toute une série de
15 conditions ou de contraintes qui visent à
16 assurer toujours la... l'objectif étant
17 toujours d'assurer l'exploitation fiable
18 et sécuritaire du réseau.

19 Donc, lorsque les limites
20 s'appliquent, soit pendant un nombre
21 d'heures ou soit par des conditions de
22 réseau, le service ferme conditionnel a
23 une priorité moindre qu'un service de
24 transport ferme à long terme. Et lorsque
25 les limitations qui ont été identifiées,

Page 120

1 donc soit encore un nombre d'heures ou des
2 conditions de réseau, ne s'appliquent pas,
3 ce service a une priorité égale au service
4 de transport ferme à long terme puisque,
5 comme je le disais, ça ne constitue pas un
6 nouveau service, c'est un service ferme.
7 Donc, quand il n'y a pas de condition, il
8 est traité comme tous les services fermes.

9 Nos modifications aux Tarifs et
10 conditions visent également à introduire
11 la notion de l'option de réduction
12 automatique de la charge pour les clients
13 du service en réseau ou de la charge
14 locale. C'est une option en tout point
15 semblable à l'option de service ferme
16 conditionnel. Donc... c'est ça.

17 La dernière modification qui est la
18 nouvelle répartition de la production ou
19 des ressources. Alors, c'est considéré
20 qu'habituellement cette option est
21 intéressante dans l'attente de la
22 construction d'ajouts au réseau.

23 Important aussi de mentionner ici la
24 nouvelle répartition de la production,
25 c'est encore semblable aux notions de

Page 121

1 conditionnel ferme et ça vise à augmenter
2 le nombre de transactions possibles sur le
3 réseau mais c'est la même notion que le
4 service conditionnel, sauf que faite par
5 une répartition de la production.

6 Donc, habituellement, dans l'attente
7 d'ajouts au réseau et ça peut être une
8 alternative aux ajouts au réseau, de la
9 même façon que le service conditionnel
10 ferme l'était, si ça permet de fournir la
11 totalité du service demandé.

12 FERC a d'ailleurs, dans son
13 ordonnance, indiqué que typiquement ce
14 n'étaient pas des conditions pour le long
15 terme, sans nécessairement préciser une
16 durée, mais que c'était vu comme une
17 solution de court terme en attendant, par
18 exemple, typiquement des ajouts au réseau.

19 Les conditions d'application de la
20 nouvelle répartition de production, alors
21 pour la même raison que le conditionnel
22 ferme, une demande écrite de la part du
23 client puisque pour la même raison il y
24 aura une étude un peu plus probablement
25 complexe, un peu plus longue aux frais du

31 (Pages 118 to 121)

Page 122	Page 124
1 client. C'est bien sûr soumis, encore là, 2 à une réévaluation aux deux ans. 3 Les ressources identifiées pour faire 4 la nouvelle répartition doivent bien sûr 5 être disponibles à cette fin. Ça prend 6 bien sûr le consentement de son 7 propriétaire. Il faut aussi que cette 8 solution-là soit faisable techniquement. 9 Cette solution doit permettre de fournir 10 la totalité du service sans ajout au 11 réseau et l'obligation de compenser le 12 Transporteur en vertu de l'article 27 est 13 bien sûr toujours présente. 14 Quelques questions particulières en 15 terminant. Consentement du propriétaire 16 des ressources. Il est important de noter 17 que le Transporteur n'a pas, et FERC l'a 18 reconnu dans l'ordonnance, le Transporteur 19 n'a pas à agir comme intermédiaire entre, 20 d'une part, un client du service de 21 transport qui souhaiterait cette option-là 22 et le propriétaire de la ressource. 23 Aux fins de la nouvelle répartition, 24 le Producteur, avec un grand P, donc 25 Hydro-Québec Production, est traité... est	1 disponibilité différente de celle qui est 2 déjà affichée sur un chemin sur OASIS. 3 Donc, les capacités qui sont affichées 4 comme étant disponibles sur OASIS donnent 5 déjà au client une bonne indication de la 6 capacité qui est disponible ou qui 7 pourrait être disponible durant la période 8 considérée. 9 Voilà qui complète, Maître Hivon. 10 Q.179 Merci. J'aimerais pouvoir déposer cette 11 pièce sous la cote... cette présentation 12 sous la cote HQT-39, pièce B-166. 13 PIECE B-166 (HQT-39) : 14 Présentation PowerPoint - thème 9. 15 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 16 Et monsieur Clermont est disponible pour les 17 questions des intervenants et de la Régie. 18 LE PRÉSIDENT : 19 Merci. Donc, la Régie procède en ordre alphabétique 20 inverse. Union des municipalités du Québec, pas de 21 questions? 22 Union des consommateurs, pas de questions? 23 Stratégies énergétiques et AQLPA, maître 24 Neuman, pas de questions? 25 Pour la RNCREQ, pas de questions?
Page 123	Page 125
1 assimilé comme tous les producteurs tiers 2 aux fins de la fourniture de ce service de 3 transport. C'est d'ailleurs reconnu déjà 4 dans l'appendice C des Tarifs et 5 conditions actuels. 6 Et important de noter, au Québec, le 7 Transporteur n'est pas propriétaire de 8 ressources de production. C'est déjà 9 reconnu à l'article 13.5 des Tarifs et 10 conditions qui prévoit déjà une obligation 11 d'effectuer la nouvelle répartition à 12 partir de ressources dans la zone de 13 réglage du Transporteur. C'est une 14 adaptation, par pur exemple, à certaines 15 références de 890 où on parle plutôt de 16 Transmission Providers Resources. 17 Finalement, pour ce qui est de la 18 notion d'affichage du service OASIS, sur 19 OASIS du service conditionnel ferme, 20 certains intervenants ont suggéré qu'on 21 pourrait ajouter sur OASIS des affichages 22 à cette fin dans la mesure où... bien, 23 c'est un service ou une condition qui 24 s'évalue au cas par cas. 25 Ça ne constitue pas d'ATC ou de	1 Ontario Power Generation, pas de 2 questions? 3 Newfoundland Labrador Hydro, maître 4 Turmel? 5 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me ANDRÉ TURMEL : 6 Bonjour au Banc. 7 Q.180 Bonjour, Monsieur Clermont. 8 R. Bonjour, maître Turmel. 9 Q.181 Nous allons travailler avec vos fiches 10 généralement que vous avez produites, la 11 fiche pour l'article 15.4. Donc, à 15.4, 12 vous expliquez le sens de la modification, 13 comme vous l'avez fait généralement. Et 14 vous présentez également la proposition. 15 Tout à l'heure, de plus dans votre 16 présentation PowerPoint que vous venez de 17 faire, à l'égard de la nouvelle 18 répartition de la production, vous nous 19 avez dit, attendez un instant, dans un 20 premier temps, vous avez dit que, la page 21 2, ces modifications-là reflètent 22 généralement les modifications apportées 23 aux tarifs pro forma de FERC, donc de 890. 24 C'est exact? 25 R. Avec les adaptations nécessaires?

32 (Pages 122 to 125)

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIERS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 27 OCTOBRE 2010

VOLUME 7

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 AUDIENCE 27 OCTOBRE 2010 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE: Me ERIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GEVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS: Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIÈVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliqué en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HÉLÈNE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	1 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin 111 2 Contre-interrogés par Me André Turmel 121 3 Contre-interrogés par Me Jean-François Girard . 132 4 Contre-interrogés par Me Jean-François Ouimette 144 5 PANEL 14 6 SYLVAIN CLERMONT 7 Interrogé par Me Marie-Christine Hivon 150 8 Contre-interrogés par Me André Turmel 153 9 Contre-interrogés par Me Geneviève Paquet ... 179 10 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin 183 11 DÉCISION D'UNE OBJECTION SUR UNE 12 DEMANDE D'ENGAGEMENT 184 13 PANEL 16 14 MARIE-CLAUDE LALANDE 15 SYLVAIN CLERMONT 16 Interrogés par Me Marie-Christine Hivon 186 17 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin 188 18 Contre-interrogés par Me Geneviève Paquet ... 195 19 Contre-interrogés par Me André Turmel 200 20 DISCUSSION SUR LA SUITE DES TRAVAUX 221 21 AJOURNEMENT 22 ----- 23 24 25
Page 3	Page 5
1 TABLE DES MATIÈRES 2 Page 3 4 LISTE DES PIÈCES 5 5 LISTE DES ENGAGEMENTS 6 6 PRÉLIMINAIRES 7 7 PANEL 11 8 MARIE-CLAUDE ROQUET 9 Interrogée par Me Marie-Christine Hivon 18 10 Contre-interrogée par Me Denis Falardeau 21 11 Contre-interrogée par Me Paule Hamelin 27 12 Contre-interrogée par Me André Turmel 35 13 Contre-interrogée par Me Jean-François Girard .. 56 14 Contre-interrogée par M. Jean-François Viau ... 62 15 Contre-interrogée par Mme Lucie Gervais 64 16 Réinterrogé par Me Marie-Christine Hivon 70 17 PANEL 13 18 MARIE-CLAUDE LALANDE 19 SYLVAIN CLERMONT 20 Interrogés par Me Eric Dunberry 78 21 Contre-interrogés par Me André Turmel 81 22 PANEL 15 23 MARIE-CLAUDE LALANDE 24 SYLVAIN CLERMONT 25 Interrogés par Me Marie-Christine Hivon 109	1 LISTE DES PIÈCES 2 Page 3 4 B-167 (HQT-40): 5 Présentation PowerPoint de 6 madame Roquet pour le thème 11..... 21 7 C-13-32: Référence au site actuel OASIS 8 (sous-classes QC-RD, QC_RND, 9 services secondaires). 179 10 ----- 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25

Page 90	Page 92
1 Est-ce qu'il y a au soutien de cette 2 priorité-là un texte, un article de l'OATT 3 auquel vous pouvez me faire référence, si 4 vous le savez? 5 Me ÉRIC DUNBERRY : 6 Monsieur le Président, c'est simplement un point 7 pour bien comprendre. Il y a six lignes. La 8 dernière, c'est le sans objet. 9 Alors, je pense qu'il faut bien faire 10 attention, là, de distinguer entre n'avoir aucune 11 priorité, c'est-à-dire d'être le dernier, et d'avoir 12 une priorité 2 ou 3 qui implique qu'il y en a après 13 nous. 14 Alors, quand on dit il y a une priorité 6, 15 là, selon ce tableau-là, il n'y a pas de priorité 6. 16 C'est la dernière et c'est sans objet. Il n'y a pas 17 de 7, il n'y a pas de 8, il n'y a pas de 9. C'est 18 celui qui n'a pas de priorité ou qui a le dernier 19 droit au passage. 20 Alors, ce que je voulais simplement, là, 21 quand on dit au témoin qu'il y a une priorité 6 par 22 opposition à 7, 8, 9 ou 10, là, il n'y a pas d'autre 23 chose que la dernière ligne au tableau. 24 Alors, je veux juste bien comprendre à 25 quoi il réfère lorsqu'il dit qu'il n'y a rien dans	1 secondaire. Donc, c'est clairement 2 l'article 36.3. 3 Q.115 Oui. 4 R. L'article 36.3 service secondaire ne fait 5 pas la distinction entre les priorités. 6 La priorité 6, quand vous dites on 7 avait le choix ou pas, si on ne l'avait 8 pas mis, on aurait contrevenu à une 9 décision de la Régie qui nous avait 10 demandé d'ajouter une telle priorité en 11 2006. 12 Donc... 13 Q.116 D'accord. Là, vous me dites donc, vous me 14 réferez à 36.3, mais à 36.3 - puis je ne 15 veux pas argumenter avec vous mais une 16 dernière question là-dessus - est-ce qu'on 17 voit bien qu'on parle du distributeur qui 18 utilise untel service? 19 R. Oui, mais la... 20 Q.117 J'essaie de comprendre, là. 21 R. Bien, je vous ramène toujours à la même 22 décision, là, la D-2006-66 où la Régie 23 a... parce qu'il y a eu tout ce débat-là 24 en 2006, là, et la Régie a dit: Le 25 Producteur peut également utiliser du
Page 91	Page 93
1 les tarifs qui prévoit une priorité 6. Il n'y a 2 rien qui prévoit une priorité 6 parce qu'il n'y a 3 pas de priorité 6. Il y a un élément numéro 6 dans 4 un tableau. 5 Me ANDRÉ TURMEL : 6 Ecoutez, on discute avec le témoin, là. Je pense 7 que je ne comprends pas le commentaire de mon 8 confrère. Le tableau produit par HQT indique dans 9 les priorités d'utilisation des interconnexions une 10 priorité qui porte le chiffre 6 en importation. 11 Q.114 Ma question était surtout... parce que 12 vous aviez le choix, Monsieur Clermont, de 13 ne pas mettre la 6 ou de la mettre, n'est- 14 ce pas? 15 Et, là, vous l'avez mise la 6. Je 16 veux comprendre quel est le texte de 17 l'OATT qui supporte le fait que le 18 producteur peut exercer une telle priorité 19 lorsqu'il alimente la charge locale avec 20 une ressource non désignée? 21 J'essaie juste de comprendre, là, au 22 soutien de cette créature-là. 23 R. Donc, l'alimentation de la charge locale 24 à partir d'une ressource non désignée, 25 c'est ce qu'on appelle le service	1 service secondaire, donc l'alimentation de 2 la charge locale à partir de ressources 3 non désignées. Et dans le cadre de ces 4 discussions, la Régie a statué que ça 5 devrait avoir une priorité différente 6 alors d'où l'introduction de la priorité 7 6 qui fait suite à la décision de la 8 Régie. 9 Q.118 Pourriez-vous m'identifier ce passage-là 10 auquel vous faites référence? Si vous ne 11 l'avez pas là devant vous, peut-être je 12 vous demanderais de déposer ou 13 d'identifier mais j'aimerais connaître, 14 quand vous me dites: « La Régie a dit 15 ceci », vous êtes assez affirmatif, tout 16 simplement nous indiquer quel passage, 17 quelle page de la D-2006-66, si c'est 18 possible? 19 Me ÉRIC DUNBERRY : 20 Voulez-vous un engagement? 21 R. Oui. Je ne l'ai pas devant moi. 22 Me ANDRÉ TURMEL : 23 Q.119 O.K., d'accord. On va prendre 24 l'engagement, Madame la greffière, 25 l'engagement numéro 7... 6.

Page 94

1 Donc, indiquer les passages
2 pertinents relatifs, dans la décision D-
3 2006-66, relatifs à l'alimentation de la
4 charge locale avec une ressource non
5 désignée et le fait que la priorité ne
6 peut être exercée que par le Producteur.
7 Me ÉRIC DUNBERRY :
8 Alors, Monsieur le Président, on indiquera les
9 passages pertinents selon nous et, quant à la
10 lecture ou l'interprétation de ces passages-là,
11 évidemment, il n'y a pas d'engagement sur ça. On
12 identifiera les passages pertinents.
13 LE PRÉSIDENT :
14 Très bien.
15 ENGAGEMENT #6:
16 Indiquer les passages de la décision D-2006-66
17 pertinents à l'alimentation de la charge locale avec
18 une ressource non désignée et le fait que la
19 priorité ne peut être exercée que par le Producteur.
20 Me ANDRÉ TURMEL :
21 Q.120 Maintenant, donc, revenons toujours à la
22 priorité 4 en général dans votre tableau.
23 Donc, la priorité 4, en général,
24 c'est la priorité 4 qui est donnée au
25 service secondaire, Monsieur Clermont?

Page 95

1 R. La priorité 4?
2 Q.121 Oui.
3 R. Non, c'est le non ferme, c'est le non
4 ferme court terme la priorité 4.
5 Q.122 Alors...
6 R. C'est pour un point court terme non ferme
7 la priorité 4.
8 Q.123 Oui, d'accord. Donc, 4, ce n'est pas du
9 service secondaire?
10 R. 4 ce n'est pas du service secondaire.
11 Q.124 D'accord. O.K. Alors, donc, l'OATT
12 applicable actuellement au Québec que vous
13 connaissiez, vous nous l'avez dit plusieurs
14 fois, permet d'approvisionner la charge
15 locale à partir d'un service ferme charge
16 locale QCRD.
17 Si HQT souhaite accorder un service
18 ferme à partir d'une ressource non
19 désignée, l'OATT actuel permet au
20 Distributeur de désigner une ressource
21 pour servir la charge locale de ce qui est
22 ferme. Ma question c'est pourquoi le
23 Distributeur utiliserait le service QCRND
24 ferme alors qu'il peut désigner une
25 ressource et utiliser le QCRD?

Page 96

1 R. L'utilisation typique de l'alimentation de
2 charge locale à partir de ressources non
3 désignée, c'est pour des courtes
4 périodes... pour des courtes périodes et
5 des choses qui ne pouvaient pas être
6 planifiées à l'avance.
7 Donc, typiquement, là, et c'est
8 l'usage qu'on voit, là, on va voir ça
9 beaucoup en période de pointe. Le
10 Distributeur va ajouter à l'alimentation
11 de sa charge locale à partir de ressources
12 désignées.
13 C'est l'usage typique et c'est donc
14 pas dans l'horizon planifié. On est plus
15 dans un horizon court terme de façon
16 temporaire.
17 Q.125 D'accord. J'ai quatre questions comme ça,
18 Monsieur Clermont.
19 Vous savez aussi que les ressources
20 désignées ne peuvent être utilisées pour
21 faire des ventes à des tiers. C'est
22 exact?
23 R. Sur une base non interruptible à des
24 tiers.
25 Q.126 Oui, oui, oui, oui.

Page 97

1 R. O.K.
2 Q.127 Bien sûr.
3 R. Il y a une différence.
4 Q.128 Et comme le service QCRND ferme est
5 utilisé pour accorder du transport ferme à
6 partir d'une ressource non désignée, est-
7 ce que cette ressource non désignée
8 pourrait être utilisée simultanément pour
9 servir la charge locale et une tierce
10 partie?
11 R. C'est quoi une tierce partie?
12 Q.129 Bien, qui n'est pas... une partie autre
13 qui n'est pas HQD, qui peut être HQP, qui
14 peut être un autre...
15 R. Je ne suis pas sûr que je vous suis.
16 Q.130 O.K. Je vais vous relire, oui.
17 LE PRÉSIDENT :
18 Peut-être reprendre... reprendre la question au
19 complet peut-être.
20 Me ANDRÉ TURMEL :
21 Oui, tout à fait.
22 Q.131 Alors, on a indiqué que les ressources
23 désignées ne peuvent être utilisées pour
24 faire des ventes à des tiers.
25 R. Sur une base non interruptible.

25 (Pages 94 to 97)

Page 98

1 Q.132 Sur une base non interruptible. Comme le
2 service que charge QCRND ferme est utilisé
3 pour accorder du transport ferme à partir
4 d'une ressource non désignée, c'est ce que
5 c'est, est-ce que cette ressource non
6 désignée pourrait être utilisée
7 simultanément ou en même temps pour servir
8 la charge locale et une tierce partie pour
9 servir une autre...

10 R. Je ne comprends vraiment pas votre notion
11 de...

12 Me ÉRIC DUNBERRY :
13 C'est parce qu'il y a deux ou trois questions dans
14 la question qui est posée. La question pose comme
15 hypothèse qu'une ressource QCRND, par définition,
16 service secondaire, peut alimenter la charge locale,
17 ça, c'est le préambule.
18 Et ensuite on lui demande si une ressource
19 non désignée peut alimenter la charge locale qui,
20 par définition, c'est QCRND et/ou un tiers non
21 défini dans des circonstances qui ne sont pas
22 précisées.
23 Alors, il y a un préambule et deux
24 questions dans la question. Alors, peut-être pour
25 aider le témoin, on pourrait couper ça en morceaux

Page 99

1 et peut-être y aller charge locale d'un bord, tiers
2 de l'autre et définir qui est le tiers.

3 LE PRÉSIDENT :
4 Tentons de...

5 Me ANDRÉ TURMEL :
6 Oui, tout à fait.

7 Q.133 Dans un premier temps, donc, lorsqu'on
8 fait QCRND et qu'on veut servir la
9 charge... la charge... bon, première
10 question, est-ce que cette ressource non
11 désignée peut être utilisée, bon, pour
12 servir la charge locale, j'imagine que
13 oui?

14 R. C'est l'objet même du service.

15 Q.134 D'accord. Et au même moment où on fait,
16 où on utilise cette ressource non
17 désignée, peut-on en même temps servir une
18 tierce partie qui serait P, HQP?

19 Me ÉRIC DUNBERRY :
20 Mais peut-on, qui peut?

21 Me ANDRÉ TURMEL :
22 Q.135 HQT peut-il?

23 Me ÉRIC DUNBERRY :
24 HQT peut-il alimenter une tierce partie?

25 Me ANDRÉ TURMEL :

Page 100

1 Q.136 HQD peut-il, en utilisant le service
2 QCRND, donc alimenter sa charge locale non
3 désignée? O.K., on a dit oui. Et, là, on
4 ajoute la question, pourrait-il aussi
5 servir une tierce partie HQP, rediriger
6 vers Hydro-Québec Production une portion
7 de ces capacités?

8 Me ERIC DUNBERRY :
9 Alors, si je comprends bien la question, c'est est-
10 ce que le distributeur peut vendre à un tiers autre
11 que la charge locale?

12 Me ANDRÉ TURMEL :
13 Q.137 Je vais vous donner un exemple. Ça va
14 être plus facile en chiffres comme ça, ça
15 va peut-être... ça va aider monsieur
16 Clermont. Alors, donc, on importe 200
17 mégawatts en ressource non désignée, 100
18 mégawatts, monsieur Clermont va à HQD pour
19 la charge locale.
20 Peut-on vendre 100 mégawatts au
21 Producteur? Et si ce 100 mégawatts-là,
22 quand on vend ce 100 mégawatts-là au
23 Producteur, lorsqu'on fait ça, on le fait
24 en utilisant QCRND, Native Load
25 Transmission.

Page 101

1 Donc, ma question c'est en profitant
2 du parapluie QCRND pour 200 mégawatts, il
3 y en a 200 qui vont à la charge locale,
4 100 peuvent-ils aller au Producteur dans
5 la même opération?

6 Excusez, c'était compliqué, là, mais
7 on l'a.

8 R. Mais j'essaie de voir comment ça pourrait
9 être possible. Le QCRND est pour
10 l'alimentation de la charge locale. Donc,
11 l'import, puis on est en import, là, c'est
12 sûr, donc l'import sert, par définition, à
13 alimenter la charge locale.

14 L'énergie serait livrée où, à qui, à
15 quelles fins? Elle est importée pour la
16 charge locale. Donc, elle est synchée en
17 anglais, là, dans le réseau au complet.
18 Je ne comprends pas.

19 Ce ne serait pas une transaction...
20 je ne comprends pas comment ça pourrait
21 arriver.

22 Q.138 Ce qu'on veut comprendre, j'ai compris de
23 ce que nous vous dites, c'est que vous ne
24 voyez pas comment cela pourrait arriver,
25 dans mon exemple. Donc, dans le 200

26 (Pages 98 to 101)

Page 102

1 importés, ça ne pourrait qu'aller... que
2 le 200 ne pourrait qu'aller à la charge
3 locale?
4 R. C'est ce que je vous dis, oui.
5 Q.139 O.K., parfait. Merci. Donnez-moi une
6 minute, Monsieur le Président, je regarde
7 les questions.
8 En suivi, Monsieur Clermont, à la
9 dernière discussion qu'on vient d'avoir,
10 qu'est-ce qui assure les clients qui
11 regardent un peu comment HQ agit, HQT
12 agit, que quand on dit que dans le cas de
13 l'exemple de 200 mégawatts on va faire un
14 import QCRND, que le 200 ira bel et bien
15 entièrement à la charge locale? Est-ce
16 qu'il y a des mécanismes de contrôle qui
17 peuvent être visualisés en temps réel et a
18 posteriori?
19 R. C'est sûr que, dans un monde idéal, pour
20 répondre à votre question, si on était
21 capable de colorer les électrons, on
22 s'assurait que l'électron qui vient
23 d'être importé en QCRD s'en va
24 effectivement dans une lumière à quelque
25 part chez vous ou chez nous.

Page 103

1 Mais c'est un type de transaction...
2 c'est un type de transaction donc que le
3 Transporteur transporte à partir donc soit
4 d'un marché ou d'une ressource qui est
5 située à l'extérieur de sa zone et il la
6 transporte et l'amène à son réseau. Par
7 définition, son réseau alimente la charge
8 locale.
9 Alors, au-delà de la nature même de
10 la transaction, dans la mesure où on ne
11 peut pas colorer les électrons, je pense
12 que la nature même de l'opérationnalisation
13 de la transaction fait que c'est ça qui se
14 passe.
15 Q.140 Et lorsqu'on parle du QCRND, là, ce
16 concept-là n'est pas dans les tarifs.
17 Vous voulez le mettre dans les tarifs. Je
18 comprends qu'il a été discuté dans une
19 décision il y a quelques années mais il
20 n'est pas dans les tarifs. Vous voulez le
21 mettre dans l'appendice C-1.
22 Mais ma question, c'est quel service
23 est accordé par le QCRND qui n'existe pas
24 déjà à l'heure actuelle?
25 Je cherche à voir la nécessité de

Page 104

1 créer cette distinction?
2 R. Mais ça existe déjà le QCRND?
3 Q.141 C'est du service secondaire, bien sûr.
4 R. Oui, et c'est prévu aux articles qui
5 parlent du service secondaire.
6 Q.142 Oui.
7 R. C'est une forme de service secondaire.
8 Q.143 Tout à fait. Mais la question c'est
9 pourquoi cherchez-vous à distinguer? Le
10 service secondaire on s'entend qu'il
11 existe depuis 2001, il est là. Vous me
12 dites que QCRND c'est du service
13 secondaire. Mais, là, vous voulez, on
14 comprend, colorer un peu plus, colorer cet
15 élément-là.
16 Quelle est la nécessité? Qu'est-ce
17 que ça vient apporter de plus?
18 Mme MARIE-CLAUDE LALANDE :
19 R. La modification qu'on propose aujourd'hui
20 ne traite pas de ça. Ce dont on vient de
21 vous discuter, ce que j'ai dit d'entrée de
22 jeu, c'était pour permettre une plus
23 grande clarté par rapport à ce qui avait
24 été adopté à la FERC.
25 Et donc, par rapport au réseau

Page 105

1 intégré, ce que ça vient dire, c'est que
2 ça ne requiert pas une nouvelle demande.
3 C'est ce dont on discute présentement,
4 c'est l'objet de la modification.
5 On n'est pas en train d'introduire
6 une nouvelle notion, là.
7 Q.144 Bien, c'est-à-dire avec... je ne veux pas
8 argumenter avec vous, Madame Lalande. La
9 nouvelle notion elle est introduite dans
10 C-1 et la notion que vous introduisez dans
11 C-1, vous me dites c'est du service
12 secondaire. Alors, donc, nous on parle du
13 service secondaire ce matin.
14 Je veux comprendre le pourquoi... si
15 ce service secondaire là est là, il est
16 bien, il fait son travail, pourquoi venir
17 étendre ou propulser dans une annexe de
18 l'OATT une sous-fonction peut-être de ce
19 qu'est le service secondaire?
20 M. SYLVAIN CLERMONT :
21 R. Bien, je ne suis pas d'accord avec vous
22 que c'est ce qu'on est en train de faire.
23 Il y a rien... comme madame Lalande vous
24 l'a dit, là, les modifications au service
25 secondaire ne portent pas à... ne sont pas

27 (Pages 102 to 105)