



HELIO S

*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*

La modification des Tarifs et conditions en fonction de l'Ordonnance 890

Témoignage expert de Philip Raphals

pour le RNCREQ et UC

R-3669-08, phase 2


Régie de l'énergie

Version révisée

15 juin 2009

Version ré-révisée

le 23 septembre 2010



326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

TABLE DE MATIÈRES

1	Qualifications.....	1
2	Mandat	2
3	Introduction.....	2
4	La réforme des Tarifs et conditions du Transporteur.....	2
	4.1 Historique.....	2
	4.2 Le présent dossier.....	5
	4.3 La réciprocité	9
5	Le plafond sur le prix de cession ou de revente de capacité de transport.....	14
	5.1 Mise en contexte	14
	5.2 Pertinence pour le Québec	18
6	La désignation des ressources pour desservir la charge locale.....	20
	6.1 La désignation des ressources dans le pro forma de la FERC et dans les Tarifs et conditions en vigueur.....	20
	6.2 Les modifications proposées par HQT.....	22
	6.2.1 <i>Information requise annuellement du Distributeur.....</i>	<i>23</i>
	6.2.2 <i>Désignation de nouvelles ressources du Distributeur.....</i>	<i>24</i>
	6.2.3 <i>Suppression des ressources du Distributeur.....</i>	<i>25</i>
	6.2.4 <i>Discussion.....</i>	<i>28</i>
	6.3 La pertinence au Québec	30
7	L'éligibilité des ressources offertes par la demande pour les services complémentaires.....	36
8	Le droit de renouvellement	39
	8.1 La modification proposée.....	39
	8.2 Commentaires	40
9	Le processus de planification du réseau.....	41
	9.1 Contexte	41

9.2	Les objectifs visés par la FERC	43
9.2.1	<i>Coordination</i>	46
9.2.2	<i>Ouverture</i>	46
9.2.3	<i>La transparence</i>	47
9.2.4	<i>Échanges d'information</i>	48
9.2.5	<i>Comparabilité</i>	50
9.3	Observations.....	50
9.4	Les rapports de Judah Rose.....	52
9.5	Planification des réseaux de transport dans la Nouvelle Angleterre	57
9.6	La planification du réseau de transport en Colombie-Britannique.....	59
9.6.1	<i>Contexte</i>	59
9.6.2	<i>L'Attachment K de la BCTC</i>	61
9.6.3	<i>Phase d'initiation</i>	63
9.6.4	<i>Phase de développement du plan d'étude (Study Plan Development Phase)</i>	63
9.6.5	<i>Phase d'études (Study Phase)</i>	64
9.6.6	<i>Comités techniques (Technical Review Groups)</i>	65
9.6.7	<i>Phase de développement du plan de transport (Transmission Plan Development Phase)</i> 65	
9.7	L'intégration des solutions transport et non transport.....	66
9.8	Recommandations	70
10	Appendice C	72
10.1	Les Ordonnances de la FERC	72
10.1.1	<i>Les méthodologies de calcul d'ATC requises par la FERC</i>	80
10.1.2	<i>Les méthodologies de calcul du TRM</i>	81
10.2	La méthodologie proposée par HQT	82
10.3	Recommandation.....	86

11	Résumé des recommandations	87
11.1	La réciprocité	87
11.2	Le plafond sur le prix de cession ou de revente de capacité de transport	88
11.3	La désignation des ressources pour desservir la charge locale	89
11.4	L'éligibilité des ressources offertes par la demande pour les services complémentaires	89
11.5	Le droit de renouvellement	90
11.6	Le processus de planification du réseau	91
11.7	ATC.....	91
ANNEXES	93
	ANNEXE 1. Lettre de Mme Isabelle Courville à M. Christian Brousseau, datée du 18 juin 2008	93
	ANNEXE 2. H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Updated Market Power Analysis and Order No. 697 Compliance Filing, 26 juin 2008.....	93
	ANNEXE 3. Lettre de H.Q. Energy Services (U.S.) Inc. à la FERC, du 14 juin 2010	93
	ANNEXE 4. Attachment K de la British Columbia Transmission Corporation.....	93
	ANNEXE 5. Commentaires du NLH Déposés à la FERC le 18 septembre 2009	93

1 Qualifications

Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?

Mon nom est Philip Raphals. Je suis directeur général du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

Veillez décrire le Centre Hélios.

Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en œuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

Veillez décrire votre expérience professionnelle.

Mon expérience est résumée dans mon curriculum vitae. Mes activités professionnelles ont touché à un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ces sujets incluent, entre autres choses, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

Avez-vous déjà été reconnu comme témoin expert par la Régie de l'énergie ?

J'ai témoigné à titre d'expert devant la Régie de l'énergie dans une quinzaine de dossiers depuis 1998.

Avez-vous déjà témoigné à titre d'expert sur la tarification du transport d'électricité?

Oui. Dans le dossier R-3401-98, j'étais l'auteur principal, avec Peter Bradford et feu Ellis O. Disher, d'un rapport d'expert qui explorait en détail plusieurs aspects de la tarification du transport. J'ai également fourni un rapport d'expert concernant les tarifs de transport à court terme dans le cadre du dossier R-3493-02, dans lequel Hydro-Québec demandait la révision de la décision D-2002-95. En 2004 et 2005, j'ai témoigné à titre d'expert en réglementation de transport, et plus précisément en ce qui concerne la FERC, lors de la phase 2 du dossier R-3549-04. En 2006, j'ai témoigné à ce même titre dans R-3605-06, dans R-3640-07 et dans la première phase du présent dossier.

Plusieurs de mes recommandations ont été adoptées par la Régie dans ces différents dossiers.

2 Mandat

Veillez décrire le mandat que vous ont donné le RNCREQ et UC.

Le RNCREQ et UC m'ont demandé d'analyser les modifications aux *Tarifs et conditions* proposées par le Transporteur en relation aux Ordonnances 890, 890A, 890-B, 890-C et 890-D de la FERC, d'évaluer la pertinence de ces Ordonnances pour le Transporteur, d'identifier notamment les conséquences des modifications proposées pour la charge locale, et de faire toute recommandation qui en découle.

3 Introduction

Dans la prochaine section, nous jetons un bref regard sur le contexte de la réforme des *Tarifs et conditions* du Transporteur. Dans les sections qui suivent, nous examinerons les modifications proposées par le Transporteur en conformité avec les Ordonnances 890, 890-A, 890-B, 890-C et 890-D de la FERC (les « Ordonnances ») à l'égard de :

- Le plafond de prix de cession ou de revente de capacité de transport;
- La désignation des ressources pour desservir la charge locale;
- L'éligibilité des ressources offertes par la demande pour les services complémentaires;
- Le droit de renouvellement;
- Le processus de planification requis par la FERC, et
- La méthodologie de calcul des ATC.

4 La réforme des Tarifs et conditions du Transporteur

4.1 Historique

La structure, la forme et, en très grande partie, le contenu des Tarifs et conditions de Hydro-Québec TransÉnergie ont été empruntées au *pro forma tariff* de l'ordonnance 888 de la FERC. Les motifs d'adoption d'un tel tarif de transport ont été clairement énoncés dans différents documents officiels de l'époque. Nous avons résumé ces énoncés dans notre témoignage au cours du dossier R-3401-98, comme suit¹ :

The energy policy promulgated by the Québec government in the fall of 1996 announced for the first time that Hydro-Québec would adopt a transmission tariff. It did so in the following terms:

The Act respecting the Régie de l'énergie makes a specific provision enabling the Régie to set or modify tariffs and conditions under which electricity is transmitted, upon the request of Hydro-Québec. This provision makes reference to wheeling activities and extends the jurisdiction of the Régie to these activities. Hydro-Québec will take advantage of this provision.

The initiative taken here by the government will make it possible to respect the reciprocity requirement formulated by the Federal Energy Regulatory Commission, in its April 1996 order. At that time the FERC stipulated that before foreign regions could have access at market prices and on an equal footing with competing American companies, they must first offer equivalent access to their own grids. The provisions included in the *Act respecting the Régie de l'énergie* make the setting-up of such a service possible, thus opening the door for Hydro-Québec to deal on the American market as an electricity trader.² (emphasis added)

The relationship between the transmission tariff and HQUS' PMA [Power Marketer Authorization] application to the FERC was made even clearer in the order-in-council by which the Government of Québec approved HQ's first open access transmission tariff (reg. 652). The government chose to exempt the order from prior publication,³ and justified this exemption in the following terms:

— the new regulatory framework for wholesale electric transmission in the United States will come into force on 1 January 1997;

¹ R-3401-98, Témoignage de P. Raphals, P.A. Bradford et E.O. Disher pour le RNCREQ, pages 4 à 6.

² Government of Québec, *Energy at the Service of Québec: A Sustainable Development Perspective* (1996), p. 57.

³ Under art. 12 of the *Regulations Act*, prior publication of a draft regulation can be dispensed with when the urgency of the situation so requires.

- potential sales of Hydro-Québec to the United States will be vulnerable to complaints from the competition if the Corporation does not comply with the new regulatory framework by filing with the “Federal Energy Regulatory Commission” an application for authorization to sell electricity at market prices and a bylaw establishing the conditions and rates of wholesale electric transmission service approved by the Government;
- Hydro-Québec will be able to profit by new sales opportunities to the United States as soon as it may avail itself of the conditions of the new American regulatory framework;
- it is expedient for the Government to approve as soon as possible Hydro-Québec bylaw number 652 establishing the conditions and rates of wholesale electric transmission service;⁴ (emphasis added)

Two months later, on February 14, 1997 Hydro-Québec's Board of Directors replaced this tariff with reg. 659, after FERC denied a PMA to Powerex (B.C. Hydro's marketing affiliate), despite that company's adoption of a transmission tariff very similar to reg. 652. In its decision, FERC made it clear that reciprocity would only be granted if the Canadian utility adopted a tariff "consistent with or superior to" the *pro forma* tariff prescribed for all utilities under FERC jurisdiction in Order 888.⁵ (nos soulignés)

The new tariff, reg. 659, was then approved by Cabinet on March 5, 1997; once again, it was exempted from prior publication, for reasons very similar to those quoted above.⁶ That same day, HQUS resubmitted its application to FERC. In its application, it stated that:

Functionally, jurisdictionally and procedurally, the Régie closely resembles the Federal Energy Regulatory Commission.⁷

It stated further that:

By design, the non-rate terms of Hydro-Québec's Revised Tariff are virtually identical in all substantive respects to the pro forma tariff and include the

⁴ Order in Council 1559-96, 11 December 1996, *Gazette officielle du Québec*, December 31, 1996, vol. 129, no. 10, p. 1248.

⁵ FERC, British Columbia Power Exchange Corporation, *Order Rejecting Market-Based Rates Without Prejudice*, Docket ER97-556-000, Jan. 1, 1997.

⁶ Order in Council 276-97, 5 March 1997, *Gazette officielle du Québec*, March 12, 1997, vol. 128, no. 54, p. 5487.

⁷ FERC, *Revised application of H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.*, Docket No. ER97-851-000, March 5, 1997, page 2.

provisions adopted by the Commission to ensure open access, comparable transmission service to transmission customers.⁸

This statement is supported by a redline version of reg. 659, showing all textual differences between reg. 659 and the pro forma tariff (Exhibit 7).

FERC accepted reg. 659 as adequate “mitigation” of Hydro-Québec’s transmission market power on May 9, 1997,⁹ and granted the PMA on November 12, 1997.¹⁰

Dans le dossier R-3640-07, HQT a mentionné que son OATT (les Tarifs et conditions) avait été déposé à la FERC, sans préciser le contexte ayant mené audit dépôt.¹¹

4.2 Le présent dossier

Malgré cet historique bien connu, le Transporteur, dans ses réponses dans le présent dossier, ne semble pas être au fait des démarches ci-haut décrites :

R. 2.3.3 Le Transporteur n'a jamais fait de demande quelconque à l'égard de ses Tarifs et conditions à quelqu'autre autorité que la Régie qui a la compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée. Quant à l'une ou l'autre des entités affiliées mentionnées à la question de l'intervenante, tel que mentionné précédemment, le Transporteur n'est pas au fait de leurs activités aux États-Unis, si c'est le cas, ou des statuts, droits, autorisations, permissions ou waiver qu'elles requièrent pour exercer ces activités, le cas échéant, et il ne peut se prononcer à leur égard. Aussi, pour ces raisons, le Transporteur est d'avis que ce volet de la question dépasse le cadre de la phase 2 de la présente cause. (nos emphases)

⁸ *Ibid.*, p. 5.

⁹ FERC, *Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, Docket No. ER97-851-000, May 9, 1997.

¹⁰ FERC, *Order Accepting for Filing Proposed Market-Based Rates*, Docket No. ER97-851-000, Nov. 12, 1997. This order was challenged before the U.S. Court of Appeal by the Grand Council of the Crees (of Québec); the appeal was rejected on a matter of standing, without adjudication of the substantive arguments raised (*The Grand Council of the Crees (of Québec) and New England Coalition for Energy Efficiency and the Environment, v. FERC*, United States Court of Appeals, D.C. Circuit, No. 98-1280, Jan. 11, 2000).

¹¹ « Hydro-Québec offre le service de transport sur son réseau en fonction d'un « OATT » (les *Tarifs et conditions*) qui a été déposé à la FERC. » (R-3640-07, HQT-14, doc. 10, p. 22, R5.3)

Le Transporteur offre des réponses similaires aux questions concernant le dépôt des *Tarifs et conditions* devant la FERC et sur les décisions rendues par la FERC à son égard.

Cependant, le décret autorisant le règl. 652, cité ci-dessus, indique clairement que le libre accès aux marchés américains était la raison principale menant à l'ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec et à l'adoption des tarifs et conditions (le règl. 659) identiques, au début, au *pro forma* de la FERC. Cette même raison a justifié la création de la division TransÉnergie, afin de respecter l'exigence de la FERC que les activités de transport d'un service public intégré soient séparées fonctionnellement de ses activités marchandes.

Il serait donc logique de présumer que la préservation de ces droits de la part d'Hydro-Québec, sa division Production et/ou sa filiale HQ Energy Services (US) Inc. serait à tout le moins une des préoccupations motivant le présent dossier, qui vise à harmoniser les Tarifs et conditions du Transporteur avec l'évolution récente du *pro forma* de la FERC.

Dans son ordonnance du 9 mai 1997 sur le dossier ER97-851-000 d'H.Q. Energy Services (U.S.), la FERC a écrit :

In this case, H.Q. Energy has submitted proposed transmission tariffs under which Hydro-Quebec will provide transmission service that are virtually identical to the Open Access Rule pro forma tariff. ...

The Commission's jurisdiction in this proceeding extends only to H.Q. Energy's jurisdictional power sales in the United States. As a condition of approving those sales, the Commission simply evaluates the transmission arrangements that are available in Canada (under the jurisdiction of Canadian governments and regulatory agencies) against the standards that the Commission requires for open access transmission services under our jurisdiction. Here, the terms and conditions of transmission service are **identical** to the Commission's pro forma tariff **in all material respects**.

We conclude, therefore, notwithstanding the Crees' arguments, that Hydro-Quebec has mitigated its transmission market power adequately to support authorization of market-based rates for H.Q. Energy's United States wholesale sales. (nos emphases)

Il est clair que, si la FERC devait rendre cette ordonnance aujourd'hui, la réponse ne serait pas aussi simple. Bien avant l'Ord. 890, les *Tarifs et conditions* de TransÉnergie divergeaient déjà du *pro forma* sur plusieurs points. De plus, comme nous le verrons plus loin, même si l'ensemble des modifications proposées par HQT dans le présent dossier était acceptée, il y aurait quand même des divergences importantes avec le nouveau *pro forma*, notamment à l'égard des Annexes 4 et 5 et aux Appendices C et K.

L'examen triennal des *Power Marketer Authorizations (PMA)*, ou *Market Based Rate Authorization (MBRA)* n'a pas jusqu'ici exigé un réexamen de l'OATT de TransÉnergie. Il demeure toutefois possible que, sur une base générique ou *ad hoc*, la FERC pourra décider un jour le faire. Par ailleurs, l'Ord. 890 ouvre la porte à la révocation d'un MBRA suite à des violations d'un OATT, sur une base cas par cas (para. 1743), dans le cadre d'une intensification de sa vigilance quant à l'application des OATT (para. 1714). Ainsi, dans la mesure où la Régie décide de tenir compte de l'intérêt d'HQUS de maintenir son MBRA, elle aura également à juger de la probabilité que la FERC ré-étudie cette question dans les années à venir.

Par ailleurs, l'expert du Transporteur, M. Judah Rose, admet que, selon sa compréhension, pour que HQUS puisse obtenir **ou maintenir** l'autorisation de la FERC pour transiger aux prix de marché, HQT doit avoir un OATT comparable à celui de la FERC¹².

I am not a lawyer and therefore am not qualified to give a legal opinion on the subject of reciprocity. However, my understanding is that in order to obtain or maintain market based rate authority in the United States, an entity such as HQ Energy (U.S.) with a foreign affiliate that owns transmission facilities must establish, among other things, that its foreign affiliate either has an OATT or otherwise offers comparable access to its transmission system. Also, as discussed in section 6 of FERC's *pro forma* OATT, a U.S. transmission provider could refuse to provide transmission service to an entity that fails to establish that its transmission-owning affiliate offers comparable transmission service.

Ce point de vue est également partagé par la British Columbia Utilities Commission, qui souligne dans une décision de septembre 2009 qu'il est important que les tarifs et conditions du British Columbia Transmission Corporation (BCTC) soient suffisamment comparables au *pro forma* de la FERC pour permettre BC Hydro et son affiliée Powerex Corp. de transiger aux États-Unis à des prix de marché^{13,14}.

¹² HQT-29, doc. 6, p. 46, R. 32.1. Toutefois, M. Rose est d'avis que l'Annexe K n'est pas obligatoire pour des transporteurs non soumis à la compétence de la FERC et qui ne détiennent pas des actifs de transport aux États-Unis (HQT-12, doc. 1, p. 6, lignes 17 à 20).

¹³ BCUC, Decision, In the Matter of British Columbia Transmission Corporation and Amendments to the Open Access Transmission Tariff, September 10, 2009, page 1.

It is important for BCTC's tariff to remain sufficiently comparable to FERC's pro forma tariff to allow BC Hydro and its sister company, Powerex Corp., to trade in the U.S. at market-based rates.

Soulignons également que l'Ord. 890 prévoit la révocation du Market Based Rate Authority en réponse à une violation d'un OATT, sous certaines conditions¹⁵.

Notons par ailleurs que BC Hydro et Powerex ont tous les deux demandé et obtenu le statut d'intervenant dans le dossier précité de la BCUC. Ni Hydro-Québec Production ni aucune de ses filiales ne se sont présentées à titre d'observateur ou de participant dans le présent dossier.

Dans une DDR, nous avons posé la question suivante :

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

Le Transporteur répond :

R1.2 Le Transporteur n'est pas une entité réglementée de quelque façon que ce soit par la FERC. Le Transporteur n'a aucun droit quelconque reçu de la FERC ou accordé par cette dernière. Le Transporteur ne voit pas comment la FERC pourrait exercer quelque pouvoir d'approbation ou autre à l'égard de ses Tarifs et conditions dont la fixation ou la modification est de la compétence exclusive de la Régie¹⁶. (nos soulignés)

Et elle rajoute :

2.3.1 Est-ce que les Tarifs et conditions du Transporteur ont été approuvés par la FERC en vertu de son « safe harbour provision » ? Le cas échéant, veuillez fournir des précisions.

R2.3.1

¹⁴ BCTC is an independent Crown Corporation formed in 2003 to operate, manage, plan and maintain the BC transmission system owned by BC Hydro.

¹⁵ Ord. 890, para. 1735 à 1748.

¹⁶ HQT-8, doc. 6, p. 3.

En vertu des dispositions de la Loi sur la Régie de l'énergie, la Régie a la compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le Transporteur. Le Transporteur n'a jamais fait approuver ses Tarifs et conditions par quelque'autre autorité.

Constatons que le Transporteur n'a pas répondu aux volets de ces questions concernant ses entités affiliées. De plus, il semble vouloir éviter d'indiquer clairement si, ou à quel point et pour quels motifs, il considère important de maintenir la comparabilité avec le *pro forma* de la FERC. Remarquons par ailleurs que la requête R-3669-08 ne fait pas mention de la FERC ni des Ordonnances.

De la même façon, le Transporteur évite d'indiquer si, ou dans quelle mesure, la société Hydro-Québec considère important de maintenir comparabilité avec le *pro forma* de la FERC, afin de protéger l'accès de sa filiale HQ Energy Services (US) Inc. au marché américain.

Il semble ainsi que le Transporteur ne demande pas à la Régie de tenir compte, dans ses décisions sur les modifications proposées, de la conformité de ses *Tarifs et conditions* avec les Ordonnances de la FERC. Cela dit, il est difficile de croire qu'Hydro-Québec demeure indifférente quant à la conformité de son OATT avec le *pro forma* de la FERC et les principes qui le sous-tendent. Soulignons toutefois qu'il aurait été pertinent et utile de connaître leurs positions. Nous espérons que cette question sera clarifiée dans les audiences orales, même si les affiliées ne sont pas présentes.

4.3 La réciprocité

Dans l'Ord. 890, la FERC a résumé comme suit les différents droits de réciprocité :

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

163. Under the reciprocity provision in section 6 of the pro forma OATT, if a public utility seeks transmission service from a non-public utility to which it provides open access transmission service, the non-public utility that owns, controls, or operates transmission facilities must provide comparable transmission service that it is capable of providing on its own system. Under the pro forma OATT, a public utility may refuse to provide open access transmission service to a non-public utility if the non-public utility refuses to reciprocate. A non-public utility may satisfy the reciprocity condition in one of three ways. First, it may

provide service under a tariff that has been approved by the Commission under the voluntary "safe harbor" provision. A non-public utility using this alternative submits a reciprocity tariff to the Commission seeking a declaratory order that the proposed reciprocity tariff substantially conforms to, or is superior to, the pro forma OATT. The non-public utility then must offer service under its reciprocity tariff to any public utility whose transmission service the non-public utility seeks to use. Second, the non-public utility may provide service to a public utility under a bilateral agreement that satisfies its reciprocity obligation. Finally, the non-public utility may seek a waiver of the reciprocity condition from the public utility.

Lorsque questionné, dans le cadre de la première demande de renseignements, par le RNCREQ et UC afin de déterminer si l'une ou l'autre de ses entités affiliées bénéficient d'un droit de réciprocité, HQT répond¹⁷ :

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

Quant aux autres entités affiliées d'Hydro-Québec, le Transporteur n'est pas suffisamment au fait de leurs activités aux États-Unis, s'il y en a, et des statuts, droits, autorisations ou permis requis pour exercer ces activités, le cas échéant, pour se prononcer à leur égard. Aussi, pour ces raisons, le Transporteur est d'avis que ce volet de la question dépasse le cadre de la phase 2 de la présente cause. (nos soulignés)

La conclusion présentée dans cette réponse à l'effet que « les dispositions mentionnées aux paragraphes 162 et 163 ne lui sont pas applicables » est difficilement conciliable avec le paragraphe 191 de l'Ordonnance :

191. 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. A non-public utility that already has a safe harbor tariff must amend its tariff so that its provisions substantially conform or are superior to the revised pro forma OATT if it wishes to continue to qualify for safe harbor treatment. As the Commission stated in Order No. 888-A, a non-

¹⁷ HQT-8, doc. 6, p. 5.

public utility may limit the use of its voluntarily offered safe harbor reciprocity tariff only to those transmission providers from whom the non-public utility obtains open access service, as long as the tariff otherwise substantially conforms to the pro forma OATT. We reiterate that these reciprocity requirements apply equally to all non-public utility transmission providers, including those located in foreign countries.

Par ailleurs, malgré l'affirmation du Transporteur, la *Federal Power Act* n'inclut aucune définition du terme « non-public utility ». À l'art. 201 (e), elle énonce plutôt la définition d'un « public utility » comme :

(e) The term "public utility" when used in this subchapter and subchapter III of this chapter means any person who owns or operates facilities subject to the jurisdiction of the Commission under this subchapter (other than facilities subject to such jurisdiction solely by reason of section 824i, 824j, or 824k of this title).¹⁸

Un des *staff attorneys* de la FERC nous a confirmé que celle-ci utilise le terme « non-public utility » pour faire référence à toute entité qui n'est pas un *public utility*, c'est-à-dire qui n'est pas sous la compétence de la FERC, ce qui inclut nécessairement les services publics à l'extérieur des États-Unis. L'affirmation du Transporteur à l'effet qu'il n'est pas assujéti aux paragraphes 162 et 163 de l'Ordonnance est donc erronée.

Dans les réponses 1.2 et 2.1 citées ci-dessus, le Transporteur semble affirmer qu'il ne bénéficie aucunement de la réciprocité, et donc que la question ne le concerne pas. Par contre, son expert Rose affirme que :

I was also informed by TransÉnergie that it considers that Attachment K is not part of the reciprocity requirement¹⁹.

Ce qui suggère effectivement que, selon TransÉnergie, il y aurait des exigences de réciprocité qui lui sont applicables.

¹⁸ 16USC824.

¹⁹ HQT-29, doc. 3, p. 8, R3.8R.

Cette interprétation trouve appui dans une lettre envoyée par la présidente de TransÉnergie au président de HQ Energy Services (U.S.) Inc. le 18 juin 2008. Dans cette lettre (jointe aux présentes comme Annexe 1), Mme Courville écrit :

This letter is to confirm to HQ Energy Services (U.S.) Inc. ("HQUS") that Hydro-Québec TransÉnergie, the transmission division of Hydro-Québec ("TransÉnergie"), is currently in the process of adapting its Open Access Transmission Tariff ("OATT") to the provisions of Order Nos. 890 and 890-A issued by the Federal Energy Regulatory Commission ("FERC").

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

It is expected that the revised OATT of TransÉnergie will be filed for approval with the Régie de l'énergie, the Québec Board regulating electricity transmission in the Province of Québec, Canada, during the month of July 2008. It is also anticipated that the revised terms and conditions of this OATT will come into effect, together with new transmission rates approved by the Régie de l'énergie, by 1 January 2009. (nos soulignés)

Cette lettre est jointe à une lettre produite le 26 juin 2008 devant la FERC par HQUS à l'appui du maintien de son MBRA²⁰ (jointe aux présentes comme Annexe 2), dans laquelle il affirme :

HQUS' application for market-rate authority in Docket No. ER97-851-000 and subsequent market power updates and change-in-status reports described the open access transmission tariff ("TransÉnergie OATT") governing service over the TransÉnergie transmission network. In the HQUS MBR Order²¹, the Commission found that any transmission market power concerns arising from HQUS' affiliation with TransÉnergie had been mitigated by the TransÉnergie OATT. (p. 2)

The transmission assets of HQUS' TransÉnergie and CRT affiliates are all located in Quebec and as noted above, are subject to the terms and conditions of Commission approved OATTs. (p. 7) (nos soulignés)

De plus, dans cette même lettre, HQUS fait référence au présent dossier comme suit :

²⁰ H.Q. Energy Services (U.S.) inc., Docket No. ER97-851-017, Updated Market Power Analysis and Order No. 697 Compliance Filing, 26 juin 2008.

²¹ *HQ Energy Servs. (U.S.) Inc.*, 79 FERC ¶61,152 (1997).

TransÉnergie and CRT have notified HQUS that they have undertaken a review of their respective OATTs regarding compliance with the requirements of Order 890 in the context of reciprocity tariffs filed by a Canadian transmission owner ... (page 7) (nos soulignés)

Par ailleurs, dans une lettre du 19 septembre 2007, HQUS fait référence aux *Tarifs et conditions* comme un « Commission approved open access transmission tariff »²². Et dans une autre, écrite le 14 juin 2010 pour informer la FERC de la reprise du présent dossier (jointes aux présentes comme annexe 4), HQUS écrit :

The TransÉnergie and CRT facilities in Québec [note omitted] are subject to the terms and conditions of separate, but essentially identical, open Access transmission tariffs (“OATTs”) that satisfy the Commission’s reciprocity requirements²³. (nos soulignés)

Or, toutes ces affirmations à l’effet que les *Tarifs et conditions* satisfont les exigences de la FERC font apparemment référence à l’ordonnance précitée de 1997, à l’époque où, effectivement, les *Tarifs et conditions* reproduisaient mot par mot le *pro forma OATT* de la FERC. À notre connaissance, la FERC n’a pas été informée des modifications apportées aux *Tarifs et conditions* depuis cette date.

La question de la réciprocité demeure donc entière. Le Transporteur n’a pas indiqué dans quelle mesure ou, le cas échéant, par quelle voie il aurait satisfait aux exigences de réciprocité de la FERC. Toutefois, lues ensemble, ses réponses semblent indiquer que le Transporteur n’accorde aucune importance particulière au fait que ses *Tarifs et conditions* soient conformes aux exigences des Ordonnances. Elles semblent également impliquer que le Transporteur ne partage pas l’opinion exprimée par Hydro-Québec et par le gouvernement du Québec en 1997 relativement à l’importance de l’acceptabilité pour la FERC de son OATT.

Il est décevant de constater que, plus de deux ans après le dépôt de la requête R-3669-08, cette confusion demeure. Il serait hautement souhaitable de clarifier en audience la position du Transporteur par rapport au droit de réciprocité qui découle, ou non, de la conformité de ses *Tarifs et conditions* avec le *pro forma* de la FERC, et de l’importance de cette question pour lui et pour Hydro-Québec.

²² Lettre du 19 septembre 2007, p. 2.

²³ Lettre du 14 juin 2010.

Conséquemment, et sous réserve des représentations ultérieures du Transporteur, nous sommes d'avis que la Régie ne devrait pas approuver une modification sur la base de l'unique motif de la conformité avec les Ordonnances. Une modification ne devrait être acceptable que si, au-delà de la conformité, elle améliore concrètement le régime réglementaire applicable au Transporteur et est d'intérêt public.

5 Le plafond sur le prix de cession ou de revente de capacité de transport

5.1 Mise en contexte

L'art. 23.1 des *Tarifs et conditions*, emprunté du *pro forma tariff* de l'Ord. 888, impose un prix plafond sur toute cession ou revente de capacité de transport de point à point²⁴.

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

HQT propose la modification suivante à l'art. 23.1 :

23.1 Procédures de cession ou de transfert du service : Un client du service de transport peut vendre, céder ou transférer tout ou partie de ses droits en vertu de sa convention de service, mais seulement à un autre client admissible (le cessionnaire). Le client du service de transport qui vend, cède ou transfère ses droits en vertu de sa convention de service est ci-après désigné comme étant le revendeur. Le prix versé au revendeur ne saurait excéder le plus élevé des montants suivants : (i) le prix initial payé par le revendeur, (ii) le tarif maximum du Transporteur en vigueur au moment de la cession ou (iii) le coût d'opportunité du revendeur plafonné au coût d'expansion du Transporteur; toutefois, pour un service fourni avant le 1er octobre 2010, le prix versé au revendeur correspondra aux tarifs fixés dans la convention conclue entre le revendeur et le cessionnaire. Le cessionnaire doit conclure avec le Transporteur une convention de service régissant une nouvelle cession de service de

²⁴ HQT-1, doc. 1, p. 19.

transport avant la date de début du service faisant l'objet de la nouvelle cession. Le Transporteur facturera le revendeur, le cas échéant, selon les tarifs fixés dans la convention de service qu'il a conclue avec celui-ci ou dans le programme correspondant sur le site OASIS, et portera au crédit du revendeur le prix indiqué dans la convention de service conclue entre le cessionnaire et le Transporteur ou dans le programme correspondant sur le site OASIS; toutefois, ce crédit sera annulé en cas de non-paiement de la part du cessionnaire. Si le cessionnaire ne demande pas de changement quant aux points de réception ou de livraison ni un changement quant aux autres termes et conditions énoncés à la convention de service initiale, le cessionnaire bénéficiera du même service que le revendeur et sa priorité de service sera la même que celle du revendeur. Le cessionnaire sera assujéti à tous les termes et conditions des présentes. Si le cessionnaire demande un changement dans le service, la priorité de réservation du service sera établie par le Transporteur conformément à l'article 13.2.

La notion du coût d'opportunité du revendeur est expliquée par le Transporteur comme suit²⁵ :

4 **R5.1**
5 **Le coût d'opportunité du revendeur** provient de l'article 23.1
6 **des Tarifs et conditions** en vigueur actuellement. On pourrait la
7 **définir** comme étant le coût auquel le revendeur peut obtenir
8 **un service comparable** au service de transport offert par le
9 **Transporteur, soit en utilisant le réseau existant du**
10 **Transporteur, ou par tout autre moyen, incluant toute**
11 **modification requise au réseau du Transporteur.**

Selon les explications du Transporteur, dans les Ordonnances, la FERC a conclu que ce prix plafond n'est plus juste et raisonnable, et qu'il a contribué à l'absence d'un marché secondaire vigoureux. Elle lève ainsi ce prix plafond pour une période allant jusqu'au 1^{er} octobre 2010. Après cette date, la FERC décidera de la pertinence de maintenir cette politique.²⁶

Le plafond sur le prix de cession ou de revente de la capacité de transport dans l'ord. 888 se basait sur une préoccupation de l'exercice de *market power*.

With respect to the rate for capacity reassignment, the Commission concluded it could not permit reassignments at market-based rates because it was unable to determine that the

²⁵ HQT-8, doc. 1, p. 6.

²⁶ HQT-1, doc. 1., p. 19. Pour être plus précis, l'Ord. 890-A stipule que le plafond de prix revient en force à partir du 1^{er} octobre 2010, en précisant que, après étude du rapport de son *staff* et des commentaires de l'industrie, la Commission « peut » décider si elle permettra des transactions à des prix dépassant ce plafond dans l'avenir.

market for reassigned capacity was sufficiently competitive so that assignors would not be able to exert market power.²⁷

Dans la Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) qui a menée à l'Ord. 890 (ci-après « le NOPR 890 »), la FERC a proposé d'enlever ce prix plafond, sauf pour les entités affiliées d'un transporteur.²⁸ Dans le NOPR, elle y avait expliqué cette exclusion des entités affiliées comme suit :

275 ... We do not propose lifting the price cap for all assignors. A stated goal of capacity reassignment is to "reduce the market power of transmission providers by enabling customers to compete." [note omitted] Commission precedent has allowed transmission provider affiliates to reassign capacity under the price cap,[note omitted] and we propose to continue this policy. To allow transmission providers and their affiliates to use negotiated rates allows the transmission provider to use its primary market power in the secondary market. A transmission provider not subject to a price cap would have the ability and incentive to exercise market power to favor its own generation sales when it operates and administers the reassignment process. Furthermore, lifting the cap for the transmission provider may eliminate the incentive to build or expand, as it may allow the transmission provider to take advantage of congested pathways to charge rates above the cost of expansion. Because these expected outcomes would reduce the ability of other customers to compete, and undermine the development of a viable secondary market, we conclude that it remains appropriate to require transmission providers and their affiliates to conform to the price cap for capacity reassignment.

Dans l'Ord. 890, toutefois, la FERC a décidé d'enlever le prix plafond pour toute catégorie de client de service de transport, en concluant que les forces de marché, combinées avec la surveillance réglementaire de la FERC, limiteraient la capacité des clients de service de transport d'exercer du *market power*.

La FERC indique clairement dans l'Ord. 890 que sa motivation pour cette modification résulte de sa préoccupation concernant la congestion et les niveaux d'investissement dans les réseaux de transport.

810. Our decision to lift the price caps for capacity reassignments by all transmission customers is motivated by growing concerns regarding the decrease in transmission investment and the corresponding increase in congestion costs, as described more fully in section III.C of this Final Rule. ... (nos soulignés)

²⁷ Ord. 890, para. 778.

²⁸ Ibid., para. 779.

Cette décision se fonde aussi sur le fait que la FERC a constaté, dans l'Ord. 890, que le marché secondaire est maintenant suffisamment concurrentiel pour justifier la levée de ce prix plafond :

The Commission found in Order No. 890 that the entire secondary market is now sufficiently competitive, in light of the reforms adopted, market forces, and other considerations, to justify lifting the price cap for all transmission customers reselling capacity. (Ord. 890-A, P404) (nos soulignés)

Ce paragraphe fait référence au passage suivant de l'Ord. 890 :

After reviewing the comments submitted in response to the NOPR, and further considering our ten years of experience regulating capacity reassignments, we conclude that retaining the price caps for this portion of the market would continue to impair development of the secondary market and is not otherwise necessary to ensure just and reasonable rates. We find there are no significant market power concerns to justify retaining the price caps for any transmission customer. (Ord. 890, P809) (nos soulignés)

Plusieurs demandes de *rehearing* ont été déposées sur ce point, invoquant notamment des arguments quant au *market power* que peuvent exercer les affiliés d'un transporteur. Par exemple :

399. ... APPA (American Public Power Association) argues that this decision will result in more limited primary capacity, since it will be in the economic interest of the transmission provider's corporate family for the merchant function and/or affiliates of the transmission provider to buy any primary capacity that is available. APPA contends that such transactions would technically satisfy the transmission provider's obligation to make primary capacity available to customers, but effectively convert primary capacity into secondary capacity not subject to a price cap. APPA acknowledges that the Commission found in Order No. 890 that the Standards of Conduct will mitigate the ability of an affiliate to hoard capacity, but argues that the Commission failed to explain how such mitigation would occur.

400. TAPS (Transmission Access Policy Study Group) expresses similar concern that the transmission provider will have an incentive to sell primary capacity to its merchant function or affiliates to get around the rate ceiling on primary capacity. If the secondary market is clearing at rates above the transmission provider's rate ceiling, TAPS argues that the parent corporation will have the incentive to put as much capacity in the hands of its merchant function or affiliates as possible, reducing the amount of price-restraining primary capacity and producing higher revenues for the parent corporation for sales of monopoly transmission service. In TAPS' view, costs associated with hoarding will not encourage resale if withholding profitably raises prices in the secondary market. (Ord. 890-A)

La FERC n'a pas retenu ces arguments, mais il est important de préciser pourquoi. Elle souligne d'abord que ce n'est pas seulement les affiliés d'un transporteur qui peuvent exercer ces stratégies, mais n'importe quel client du service de transport. Surtout, la FERC refuse de distinguer entre différentes classes de clients parce **qu'elle a déjà constaté que le marché secondaire pour la capacité de transport est suffisamment concurrentiel.**

404. While it is true that lifting the price cap for reassignments of capacity could provide an economic incentive for the transmission provider's merchant function or its affiliates to acquire transmission capacity in an attempt to exercise market power, the same is true for any customer. Under the Standards of Conduct, affiliated and unaffiliated customers have equal access to transmission-related information and, through the OASIS, equal opportunity to acquire primary transmission capacity. Thus, any customer could engage in speculative purchasing in an attempt to gain market power. ...

406. Because the Commission has found the secondary market for transmission capacity to be sufficiently competitive, it would not be appropriate to distinguish between classes of customers reselling their capacity. ... (890-A)

Finalement, par l'Ord. 890-A, la FERC rend provisoire la suppression du prix plafond. Plus précisément, elle indique que cette suppression se limite à la période nécessaire pour accumuler deux années complètes de données (soit du 1^{er} mai 2008 au 1^{er} mai 2010), après quoi son *staff* déposera une étude sur l'expérience.

In Order No. 890, the Commission directed staff to closely monitor the quarterly reassignment-related data submitted by transmission providers to identify any problems in the development of the secondary market and to prepare a report on staff's findings for the Commission within 6 months of the receipt of two years worth of data, i.e., by May 1, 2010. Upon further consideration, we conclude that it is most appropriate to lift the price cap on reassignments of capacity only to accommodate this study period and amend section 23.1 of the pro forma OATT to reinstate the price cap as of October 1, 2010.

Ainsi, le prix plafond sera de nouveau en vigueur à partir du 1^{er} octobre 2010, à moins que la FERC n'en décide autrement.

5.2 Pertinence pour le Québec

De prime abord, il faut souligner que la motivation principale de la FERC pour cette modification ne trouve pas application au Québec parce que, comme le Transporteur l'a souligné à plusieurs reprises, les phénomènes de congestion et de sous-investissement, qui sont des problèmes majeurs aux États-Unis, ne l'affectent pas.

Deuxièmement, la Régie ne s'est jamais prononcée sur le degré de compétitivité du marché secondaire du transport au Québec. On ne peut donc pas présumer que, même en suivant la logique de la FERC, il serait approprié de supprimer le plafond de prix pour l'ensemble des catégories de clients. Avant de le faire, la Régie devrait, elle aussi, constater, comme l'a fait la FERC, que la surveillance qu'elle appliquera au marché secondaire sera suffisante pour empêcher tout exercice de *market power*. Par ailleurs, étant donné la différence de taille entre la société Hydro-Québec et ses

compétiteurs au Québec, il est loin d'être évident que le constat de la FERC citée ci-dessus (« *the same is true for any customer* ») trouve application ici.

Dans nos DDR, nous avons essayé de comprendre la position du Transporteur par rapport au degré de compétitivité du marché secondaire au Québec. Sa réponse est révélatrice :

R4.2. Depuis l'ouverture du réseau de transport au transit de gros en 1997, le Transporteur n'a été mis au fait d'aucune revente à un tiers d'un service de transport fourni par le Transporteur²⁹.

Étant donné qu'il n'existe pas, à toutes fins pratiques, un marché secondaire de transport au Québec, il serait farfelu de prétendre que ce marché est pleinement compétitif.

Par ailleurs, le Transporteur n'a pas démontré que le développement d'un marché secondaire aura des bénéfices pour lui-même, pour ses clients, pour la charge locale ou pour la société québécoise en général. Questionné à cet égard, il répondait de façon très large qu'en général, « l'existence d'un marché secondaire a pour effet de favoriser les échanges entre acheteurs et revendeurs potentiels et de favoriser ainsi une meilleure allocation des ressources dans ces secteurs économiques.³⁰ » Il termine en disant :

L'objectif énoncé par la FERC de favoriser l'expansion d'un marché secondaire pour les services de transport d'électricité nous permet de croire que celle-ci n'a pas déterminé que les secteurs du transport de l'électricité pourraient faire exception à cette règle. (nos soulignés)

En l'occurrence, ce n'est pas l'opinion de la FERC qui importe — opinion qui se base très explicitement sur les caractéristiques de ses marchés dans le territoire où elle exerce sa compétence — mais bien celle de la Régie. Il serait surprenant que la Régie énonce une telle opinion sans avoir entendu de preuve sur les avantages et inconvénients reliés à la création d'un marché secondaire de la capacité de transport au Québec. Par ailleurs, le Transporteur mentionne qu'il n'a connaissance d'aucune transaction de telle nature depuis l'ouverture du réseau.

Soulignons aussi que le Transporteur n'allègue pas non plus que le prix plafond de l'art. 23.1 n'est pas juste et raisonnable — un tel constat étant le point de départ de la réforme entamée par la

²⁹ HQT-8, doc. 6, p. 8.

³⁰ HQT-8, doc. 6, p. 9.

FERC. Il indique plutôt que « Cette détermination relève de la compétence de la Régie ... »³¹ Or, aucune preuve n'a été déposée devant la Régie lui permettant de faire le constat qu'une réforme est requise.

Finalement, notons que la FERC a pris soin, dans l'Ord. 890-A, de préciser que la suppression du prix plafond a pour unique but d'accommoder la période d'étude de deux ans se terminant le 1^{er} mai 2010. Or, comme société non soumise à la compétence de la FERC, HQ TransÉnergie ne fera pas partie de l'étude en question. De plus, selon l'Ord. 890-A, les prix plafond seront déjà rétablis aux États-Unis avant même le début des audiences orales dans le présent dossier.

Il n'y a donc aucune raison de modifier l'art. 23.1 tel que le propose le Transporteur. Dans l'éventualité où la FERC décide d'enlever les prix plafond pour le marché secondaire aux États-Unis ultérieurement, la Régie pourra étudier la pertinence et l'opportunité de le faire aussi au Québec, en tenant compte de l'ensemble des conséquences envisageables.

Pour toutes ces raisons, nous recommandons que la Régie rejette les modifications proposées par le Transporteur à l'art. 23.1.

6 La désignation des ressources pour desservir la charge locale

6.1 La désignation des ressources dans le pro forma de la FERC et dans les Tarifs et conditions en vigueur

La désignation des ressources est un élément essentiel du service en réseau intégré. C'est le service qui permet au client en réseau intégré d'utiliser le réseau de transport de façon flexible, sans réservation de point à point, pour intégrer ses ressources désignées avec ses charges désignées. En général, les distributeurs (*Load Serving Entities*, ou LSE) sont desservis en vertu de ce service, pour éviter de devoir programmer (et payer) des réservations de point à point, d'heure en heure, pour suivre leur charge fluctuante. Il s'agit donc d'un service qui donne aux LSE la même flexibilité que celle dont dispose un service public verticalement intégré.

³¹ HQT-8, doc. 6, p.8; ADD REF TO D-2002-95.

Quoiqu'il n'y ait pas de clients en réseau intégré au Québec, la structure de ce service a été empruntée pour créer la Partie IV des *Tarifs et conditions*, qui établit les conditions de service pour la charge locale³². Ainsi, les éléments des Ordonnances concernant la Partie III devront normalement trouver application également à la Partie IV des *Tarifs et conditions* — dans la mesure où la Régie décide de les suivre.

Tout client en réseau intégré doit désigner de façon précise les ressources et les charges qu'il entend intégrer, et cette même obligation a été retenue pour le Distributeur dans la Partie IV. Pour s'assurer que les ressources désignées sont utilisées uniquement pour desservir les charges désignées, les *Tarifs et conditions* comportent, depuis la décision D-2002-95 dans le dossier R-3401-98, une prohibition à l'utilisation de ses ressources pour fournir des ventes fermes aux tiers, emprunté directement du *pro forma* OATT de la FERC :

30.1 Désignation des ressources en réseau : Les ressources en réseau comprennent toute la production possédée ou achetée par le client du réseau intégré qui est désignée comme devant alimenter la charge en réseau en vertu des présentes. Les ressources en réseau ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interruptible. Les ressources possédées ou achetées qui alimentaient les charges du client du réseau intégré aux termes d'ententes fermes conclues jusqu'à la date du début du service, inclusivement, seront initialement désignées en tant que ressources en réseau tant que le client du réseau intégré ne modifiera pas leur désignation. (nos soulignés)

Et :

30.4 Exploitation des ressources en réseau : Le client du réseau intégré ne peut exploiter ses ressources en réseau désignées situées dans sa zone de réglage ou dans celle du Transporteur de manière à ce que la production de ces installations dépasse sa charge en réseau désignée plus les pertes.

La préoccupation de la FERC sous-jacente à cette exigence est d'éviter une situation où les clients en réseau intégré auraient un incitatif à désigner des ressources au-delà de leurs véritables besoins :

³² Le Règlement 659 — le tarif de transport d'Hydro-Québec avant que la Régie autorise les *Tarifs et conditions* suite à l'audience R-3401-98 — ne comportait aucune disposition concernant le service de transport fourni pour desservir la charge locale. Suite à la décision D-2002-95, la Partie IV a été élaborée en suivant comme modèle la Partie III du *pro forma* OATT de la FERC.

Absent a requirement that network resources always be available to meet a customer's network loads, reliability of service to the network customer as well as to native load and other network customers could be affected.... If a network customer desires to enter into a firm sale from its designated network resource ..., it must eliminate the appropriate resources or portions thereof from its designated network resources pursuant to pro forma tariff section 30³³.

Cette même prohibition a été retenue dans la décision D-2002-95 pour les ressources du Distributeur:

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

Et :

38.5 Exploitation des ressources du Distributeur : Le Distributeur ne peut pas s'approvisionner de ses ressources désignées situées dans la zone de réglage du Transporteur de manière à ce que la production de ses installations dépasse sa charge locale désignée plus les pertes, à moins qu'il n'ait conclu avec le Transporteur à cet effet une convention de service point à point en vertu de la Partie II des présentes.

6.2 Les modifications proposées par HQT

Dans la présente audience, HQT propose de modifier plusieurs des dispositions touchant la désignation des ressources, dont notamment les articles 37.1, 38.2, 38.3 et 38.5 de la Partie IV. Dans les sous-sections qui suivent, nous présentons un résumé des modifications proposées, des justifications invoquées, et des références pertinentes dans les Ordonnances .

³³ Order 888-A à 30,326.

6.2.1 Information requise annuellement du Distributeur

HQT propose d'ajouter un sous-paragraphe v) à l'art. 37.1, comme suit :

37.1 Information requise annuellement du Distributeur : Le Distributeur doit fournir annuellement, ou faire fournir, tous les renseignements prévus aux décisions, ordonnances, règlements de la Régie, y compris, mais sans s'y limiter, ce qui suit :

(v) une déclaration signée par le représentant autorisé ou le mandataire du Distributeur attestant que toutes les ressources du Distributeur énumérées à l'article 37.1(iii) satisfont aux conditions suivantes : (1) le Distributeur possède la ressource, s'est engagé à acheter la production pour les quantités approuvées par la Régie, ou conformément à un contrat signé, ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie IV des présentes; (2) les ressources du Distributeur n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves.
(nos soulignés)

Ce sous-paragraphe est identique au sous-paragraphe viii) de l'art. 29.2 (de la Partie III), dont l'ajout est également proposé, en conformité avec les Ordonnances. La fiche concernant cette modification en HQT-2, doc. 1 ne fait pas état spécifiquement du contenu de ce sous-paragraphe, et donc ne fournit aucune explication de sa signification ni de sa raison d'être.

Ce sous-paragraphe s'ajoute aux informations que le Distributeur doit produire annuellement, dont notamment une liste de ses ressources désignées, avec, pour chacune, les informations mentionnées au sous-paragraphe iii). Le nouveau sous-paragraphe exige également une déclaration signée qui affirme que la ressource répond aux exigences de l'art. 38.1, dont notamment la prohibition qu'elles servent à fournir aux ventes fermes à des tiers.

Cette même exigence est également ajoutée dans la proposition d'HQT à l'art. 29.2 (le nouveau sous-paragraphe viii), toujours en conformité avec les Ordonnances. Cette exigence d'une déclaration signée indique l'importance pour la FERC que les ressources désignées soient disponibles en tout temps pour répondre aux besoins du client en réseau intégré (ou, par extension, de la charge locale).

Commission Determination

1521. The Commission adopts the NOPR proposal that transmission providers continue to be responsible for verifying that third-party transmission arrangements to deliver the purchase

to the transmission provider's system are firm, but that transmission providers are not responsible for verifying that the generating units and power purchase agreements network customers designate as network resources satisfy the requirements in sections 30.1 and 30.7 of the pro forma OATT. We also adopt the proposal to require both the transmission provider's merchant function and network customers to include a statement with each application for network service or to designate a new network resource that attests, for each network resource identified, that (1) the transmission customer owns or has committed to purchase the designated network resource and (2) the designated network resource comports with the requirements for designated network resources. The network customer should include this attestation in the customer's comment section of the request when it confirms the request on OASIS. (Ord. 890) (nos soulignés)

L'importance de cette question pour la FERC est démontrée de façon encore plus claire lorsqu'elle fait appel à ses pouvoirs punitifs et incite les participants au marché à l'informer directement s'ils croient qu'une ressource a été désignée de façon non conforme à ses exigences.

1523. In the event that the transmission provider or any other network customer designates a network resource that it does not own or has not committed to purchase or that does not comport with the requirements for designated network resources, we will deem the network customer to be in violation of the pro forma OATT and will consider assessing civil penalties on a case-by-case basis, consistent with the Commission's Policy Statement on Enforcement. [noted omitted] We encourage the transmission provider and other market participants to use the Commission's Enforcement Hotline to report instances where they believe a network resource has been designated that does not meet the Commission's requirements. (Ord. 890) (nos soulignés)

Il est donc clair que la FERC n'entend permettre aucune exception à cette exigence.

6.2.2 Désignation de nouvelles ressources du Distributeur

En conformité avec les Ordonnances, HQT propose d'ajouter les phrases suivantes à l'art. 38.2:

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

Une modification similaire est proposée pour l'art. 30.2 de la Partie III.

30.2 Désignation de nouvelles ressources en réseau : Le client du réseau intégré peut désigner une nouvelle ressource en réseau en donnant au Transporteur un avis préalable en ce sens le plus tôt possible au moyen d'une demande de modification du service dans le cadre d'une demande prévue à l'article 29 et le Transporteur affiche cette nouvelle désignation sur son site OASIS. Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, la désignation d'une nouvelle ressource en réseau doit être faite par l'entremise de ce site OASIS du Transporteur par le client du service en réseau intégré au moyen d'une demande de modification du service dans le cadre d'une demande prévue à l'article 29. Cette demande doit comprendre une déclaration attestant que la nouvelle ressource en réseau satisfait aux conditions suivantes : (1) le client du réseau intégré possède la ressource, s'est engagé à acheter la production conformément à un contrat signé ou s'est engagé à acheter la production lorsque la signature d'un contrat est conditionnelle à la disponibilité du service de transport prévu à la Partie III des présentes; (2) les ressources en réseau n'incluent aucune des ressources, ou partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interruptible, sauf aux fins de remplir ses obligations en vertu d'un programme de partage des réserves. La demande du client du réseau intégré sera considérée inadéquate si elle ne comprend pas cette déclaration, et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.

Encore une fois, le nouveau texte réitère l'importance de s'assurer que les ressources du Distributeur n'incluent aucune ressource, ou partie d'une ressource, qui fasse l'objet d'un engagement pour une vente ferme à un tiers.

6.2.3 Suppression des ressources du Distributeur

En parallèle avec les modifications proposées à l'art. 30.3, HQT propose d'ajouter les mots et phrases soulignées à l'art. 38.3:

38.3 Suppression des ressources du Distributeur : Le Distributeur peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou d'une partie d'une ressource, en avisant le Transporteur

par l'entremise du site OASIS dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire, mais au plus tard à l'expiration du délai de programmation du service de transport ferme pour la période de suppression. Les demandes de suppression de ressources du Distributeur doivent être soumises sur le site OASIS, et indiquer si elles visent une suppression indéfinie ou temporaire. Une demande de suppression indéfinie de ressources du Distributeur doit spécifier la date et l'heure de l'entrée en vigueur de la suppression ainsi que l'identité et la capacité des ressources ou de la partie des ressources qui doivent être supprimées indéfiniment. Une demande de suppression temporaire de ressources du Distributeur doit comprendre les renseignements suivants :

- (i) date et heure d'entrée en vigueur de la suppression temporaire;
- (ii) date et heure d'entrée en vigueur du rétablissement de la désignation, après la période de suppression temporaire;
- (iii) identité et capacité des ressources ou de la partie des ressources devant être supprimées temporairement;
- (iv) description des ressources et attestation du rétablissement de leur désignation, après la période de suppression temporaire, conformément à l'article 38.2; et
- (v) identification des demandes de service de transport connexes devant être évaluées en même temps que la demande de suppression temporaire afin que ces demandes de service et la demande de suppression puissent toutes faire l'objet d'une seule demande autorisée ou rejetée. L'évaluation des demandes de service de transport connexes doit prendre en compte la suppression des ressources du Distributeur visées en (iii) ainsi que toutes les demandes de service de transport concurrentes ayant une priorité supérieure.

Dans le cadre d'une suppression temporaire, le Distributeur peut seulement rétablir la désignation d'une ressource, ou d'une partie de celle-ci, qui était initialement désignée. Les demandes concernant la désignation d'une ressource différente et/ou d'une ressource dont la capacité a été augmentée seront considérées inadéquates et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.

Cette nouvelle emphase sur la suppression temporaire de la désignation des ressources en réseau (ou des ressources du Distributeur) est la conséquence, encore une fois, de l'importance donnée par la FERC à la disponibilité non équivoque de ces ressources pour la charge désignée.

Commission Determination

1539. The Commission generally adopts the NOPR proposal to continue to require network customers and the transmission provider's merchant function to undesignate network resources or portions thereof in order to make certain firm, third-party sales from those resources. In particular, network customers and the transmission provider's merchant function may only enter into a third-party power sale from a designated network resource if the third-party power purchase agreement allows the seller to interrupt power sales to the third party in order to serve the designated network load. Such interruption must be

permitted without penalty, to avoid imposing financial incentives that compete with the network resource's obligation to serve its network load.

Ultérieurement, le Transporteur a apporté d'autres changements à cette modification proposée, comme suit :

38.3 Suppression des ressources du Distributeur : Le Distributeur peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou d'une partie d'une ressource, mais il doit en aviser le Transporteur par écrit dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire. Dans le cas d'une ressource utilisant un chemin affiché sur le site OASIS du Transporteur, le Distributeur doit le faire par l'entremise de ce site mais au plus tard à l'expiration du délai de programmation du service de transport ferme pour la période de suppression. Dans le cas d'une ressource n'utilisant pas un chemin affiché sur le site OASIS, l'information ci-dessous sera affichée sur le site OASIS par le Transporteur. Les demandes de suppressions de ressources du Distributeur doivent être soumises sur le site OASIS, et indiquer si elles visent une suppression indéfinie ou temporaire. Une demande de suppression indéfinie de ressources du Distributeur doit spécifier la date et l'heure de l'entrée en vigueur de la suppression ainsi que l'identité et la capacité des ressources ou de la partie des ressources qui doivent être supprimées indéfiniment. Une demande de suppression temporaire de ressources du Distributeur doit comprendre les renseignements suivants :

(i) date et heure d'entrée en vigueur de la suppression temporaire;

(ii) date et heure d'entrée en vigueur du rétablissement de la désignation, après la période de suppression temporaire;

(iii) identité et capacité des ressources ou de la partie des ressources devant être supprimées temporairement;

(iv) description des ressources et attestation du rétablissement de leur désignation, après la période de suppression temporaire, conformément à l'article 38.2; et

(v) identification des demandes de service de transport ou des désignations de ressources connexes devant être évaluées en même temps que la demande de suppression temporaire afin que ces demandes de service ou désignations de ressources et la demande de suppression puissent être examinées toutes faire l'objet d'une seule demande autorisée ou rejetée. L'évaluation des demandes de service de transport ou désignations de ressources connexes doit prendre en compte la suppression des ressources du Distributeur visées en (iii) ainsi que toutes les demandes de service de transport concurrentes ayant une priorité supérieure. Advenant le rejet des demandes de service de transport ou désignations de ressources connexes, le Distributeur sera réputé ne pas avoir supprimé de ressources.

Dans le cadre d'une suppression temporaire, le Distributeur peut seulement rétablir la désignation d'une ressource, ou d'une partie de celle-ci, qui était initialement désignée. Les demandes concernant la La désignation d'une ressource différente et/ou d'une ressource dont la capacité a été augmentée seront considérées inadéquates et le Transporteur prendra alors les mesures relatives aux demandes inadéquates qui sont énoncées à l'article 29.2 des présentes.

Des modifications importantes sont également proposées à l'art. 38.5.

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

6.2.4 Discussion

La prohibition de l'utilisation des ressources désignées pour fournir des ventes fermes à des tiers existe depuis l'Ord. 888. Toutefois, son traitement exhaustif dans les Ordonnances 890, 890-A et 890-B, ainsi que la nouvelle exigence d'une déclaration signée à l'effet que chaque ressource désignée est gérée en respectant cette prohibition, avec la mention de pénalités civiles en cas de violation, démontrent clairement son importance pour la FERC. De plus, le nouveau *pro forma* OATT précise les modalités à suivre pour « dé-désigner » une ressource temporairement, pour permettre de telles ventes.

Pour la FERC, l'importance de cette question découle du rapport entre la désignation des ressources et l'ATC. Le Transporteur étant obligé de s'assurer qu'il peut, en tout moment, transporter l'électricité des ressources désignées aux charges désignées, la sur-désignation des ressources implique nécessairement une sous-estimation de l'ATC disponible aux tiers. La FERC se préoccupe de la limitation artificielle des capacités disponibles et donc de la réduction de la concurrence, ainsi que les revenus de point à point qui viendront éventuellement réduire le fardeau financier sur les clients en réseau intégré ou de la charge locale.

Certains participants au processus menant aux Ordonnances ont fait valoir que la pratique commune depuis 10 ans était de présumer qu'une ressource est non désignée pour toute période où le client réserve du service de transport ferme de point à point.

1560. Several commenters argue that the Commission should not require network customers or the transmission provider to make formal modifications to their designations of network resources when they make firm sales to third parties from those resources. [note omitted] EEI and Southern argue that the practice of most network customers and transmission providers in the ten years since the Commission issued Order No. 888 has been that a

network resource is undesignated for any period for which the customer requests firm point-to-point transmission service from the generator or a third party. (Ord. 890) (nos soulignés)

Toutefois, la FERC a explicitement rejeté cette approche :

1576. We disagree with commenters arguing that formal undesignations and/or redesignations of resources used to make firm third-party sales should not be required. The undesignation and redesignation requirements exists not only to promote reliability, but also to prevent undue discrimination, promote comparable treatment of customers, and increase the accuracy of ATC calculations. We find that the interest in advancing these policy goals overrides the minimal burden and cost that submitting undesignations and/or redesignations entails. ... (nos soulignés)

Dans les Ordonnances, la FERC analyse en détail pour la première fois l'application de cette restriction lorsque la ressource désignée est un contrat (*power purchase agreement*). Elle conclut que la nature du contrat est déterminante à l'égard des obligations de dé-désignation lors d'une vente ferme à des tiers. Les Ordonnances traitent en détail notamment les types de contrats suivants :

- les contrats de *liquidated damages (LD)*, où le vendeur peut interrompre la fourniture pour des raisons autres que la fiabilité (p. ex. pour des raisons économiques), en payant des dommages monétaires.
- les contrats *seller's choice*, où le vendeur a l'option de modifier la centrale source, en distinguant les contrats ayant des sources en réseau et hors réseau;
- les contrats de *system power*, qui ne sont pas reliés à une centrale en particulier.

La FERC est assez catégorique à l'égard des contrats de type « LD ». Étant donné qu'un tel contrat autorise le vendeur à interrompre des livraisons en échange du paiement d'une pénalité, il ne peut être une ressource désignée³⁵.

Un contrat *seller's choice* peut être une ressource désignée seulement si le choix de centrale source est faite de façon irrévocable avant le début des livraisons, parce que le choix d'une centrale ou d'une autre peut avoir des conséquences différentes sur l'ATC (Ord. 890, para. 1483)³⁶.

³⁵ Ord. 890, pages 865 à 871. Il existe quelques exceptions, qui ne sont pas pertinentes au cas du Québec.

³⁶ La situation est différente lorsque les différentes centrales sont à l'extérieur du zone de contrôle du transporteur.

Pour la vente à un tiers de *system power*, les Ord. 890-A et 890-B précisent que, sauf dans la mesure où la vente elle-même est une ressource désignée par un acheteur dans le même réseau de transport, le vendeur doit dé-désigner les ressources individuelles, du moins temporairement³⁷.

L'Ord. 890-B précise :

190. In Order No. 890-A, the Commission clarified the circumstances in which a network customer must undesignate its resources on a unit-specific basis when making a system sale. The Commission determined that portions of the seller's individual network resources supporting a sale of system power do not need to be undesignated so long as the system sale is itself designated as a network resource by the buyer. Instead, the seller should undesignate a portion of its system equal to the amount of the system sale, but which is not attributed to any specific generators. If the system sale is not designated as a network resource by the buyer, the seller must submit undesignations for each portion of each resource supporting the third-party sale. ...

202. The Commission affirms the determination in Order No. 890-A that a network customer and the transmission provider's merchant function must undesignate each portion of each resource that is used to support a sale of system power if the buyer has not designated the purchase as a network resource. ... (nos soulignés)

Cette affirmation est également confirmée dans l'Ord. 890-C (para. 17).

6.3 La pertinence au Québec

Dans le dossier R-3401-98, Hydro-Québec indiquait que ses ressources désignées étaient l'ensemble des centrales mentionnées dans son Rapport annuel³⁸. Par ailleurs, l'art. 38.1 précise également que les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur, tant qu'il n'aura pas fourni un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur. Le Transporteur a produit une liste de ses ressources désignées du Distributeur³⁹, qui semble inclure l'ensemble des centrales au Québec, avec la date de désignation pour chacune. Étant donné que l'ensemble des centrales qui appartiennent à Hydro-Québec fait partie des ressources désignées du Distributeur, la prohibition précitée s'applique à

³⁷ Ord. 890-A, P947; Ord. 890-B, P204 à 206.

³⁸ R-3401-98, HQT-11, doc. 5.

³⁹ HQT-8, doc. 6.2.

toute vente ferme à des tiers de l'électricité produite par une de ces centrales, à moins qu'une désignation partielle n'ait été faite pour la période de ladite vente.

En même temps, le Transporteur affirme que l'électricité patrimoniale est également une ressource désignée du Distributeur⁴⁰, malgré le fait que celle-ci n'apparaît pas dans la liste précitée. Aucune date de désignation n'a été précisée. La réponse 7.4.1R du Transporteur, fournie en conformité avec la décision D-2010-08, n'est pas plus éclairante à ce sujet :

R7.4.1 L'électricité patrimoniale est une ressource désignée du Distributeur mais n'est pas sa seule et unique ressource désignée. En vertu de l'article 38.1 *in fine* des *Tarifs et conditions*, les centrales qui pouvaient servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 sont désignées pour l'alimentation de la charge du Distributeur. Le Distributeur peut également désigner de nouvelles ressources en donnant au Transporteur un avis à cet effet.

Étant donné que l'électricité patrimoniale n'est pas couverte par l'art. 38.1 des *Tarifs et conditions*⁴¹, il n'est pas clair quand ou comment l'électricité patrimoniale serait devenue une ressource désignée, en l'absence d'une désignation en bonne et due forme.

Il est vrai que l'art. 1.40.1, qui définit le terme « Ressource du Distributeur », mentionne l'électricité patrimoniale, comme suit :

1.40.1 Ressource du Distributeur : Toute ressource désignée par le Distributeur au sens des présentes applicable au service de transport pour l'alimentation de la charge locale, **incluant l'électricité patrimoniale tel que prévu à la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q.,c.R-6.01) et toute autre ressource du Distributeur**. Une ressource du Distributeur peut être un contrat, une centrale, un programme commercial, un engagement ou une obligation de vente, incluant ceux en provenance d'une interconnexion, ou toute autre ressource énergétique pouvant servir à combler les besoins de la charge locale. Une ressource peut être alimentée par plusieurs équipements de production. Les ressources du Distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du Distributeur, sur une base non interruptible. (nos caractères gras)

Il appartient bien sûr à la Régie de déterminer si cette disposition est en soi suffisante pour désigner le contrat patrimonial comme une ressource désignée du Distributeur, ou si elle doit néanmoins procéder à sa désignation. Toutefois, à sa face même, elle semble plutôt indiquer que le contrat

⁴⁰ HQT-8, doc. 6, p. 27, R. 7.4.1R.

⁴¹ « Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur. »

patrimonial **peut être** une ressource désignée du Distributeur, s'il est effectivement « désignée par le Distributeur au sens des présentes ». À moins de preuve du contraire, il semble que le Distributeur n'a jamais désigné le contrat patrimonial comme une de ses ressources désignées.

Cela dit, même si le contrat patrimonial est une ressource désignée, il faut décider de quel type de contrat il s'agit. Selon notre lecture, il n'est pas du type *liquidated damages*, parce qu'HQP ne peut interrompre la livraison pour des raisons économiques. Il n'est pas non plus du type *seller's choice*, étant donné que, à notre connaissance, HQP n'a pas à choisir les centrales-source **de façon** irrévocable avant le début des livraisons. Il devrait donc plutôt être vu comme une vente de *system power*. Tel qu'expliqué ci-haut, cela n'enlève pas l'exigence de la dé-désignation temporaire des centrales individuelles.

À notre connaissance, la Régie ne s'est jamais penchée, dans le passé, sur la façon dont ces dispositions sont appliquées. Étant donné que les modifications discutées ici ont pour but de rendre encore plus restrictive la prohibition sur la vente ferme aux tiers alimentée par des ressources désignées, il serait pertinent tout d'abord de bien comprendre comment les dispositions pertinentes des *Tarifs et conditions* sont appliquées.

Notons que la dé-désignation temporaire des ressources désignées du Distributeur ne semble pas une pratique commune⁴².

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

R7.9

Le Transporteur n'est pas au fait qu'une telle situation se soit produite.

En fait, étant donné qu'il est difficile de voir comment le Distributeur aurait pu « dé désigner » une ressource sans en informer le Transporteur, on doit conclure que cela ne s'est jamais produit. Dans les audiences sur les plaintes déposées par NLH, M. Daniel Mongeon a confirmé que le Distributeur

⁴² HQT-8, doc. 6, p. 28.

n'a jamais procédé à la suppression d'une désignation au préalable de ses exportations d'énergie post patrimoniale⁴³.

Nous avons produit un certain nombre de demandes de renseignements afin de clarifier cette question⁴⁴, mais la plupart d'entre elles n'ont pas trouvé réponse. À la question 7.1.1, nous avons demandé comment la prohibition contre la vente ferme aux tiers d'une centrale désignée est respectée. À cette question, le Transporteur répond simplement qu'il ne propose aucune modification aux *Tarifs et conditions* à cet égard⁴⁵.

Par ailleurs, le Transporteur a, au départ, refusé de répondre à la question 2.2 de notre DDR #3, qui lui demande de préciser si, dans le passé, des désignations de ressources ont été supprimées ou « dé désignée » — et cela, malgré sa réponse 7.9 précitée. Suite à la décision D-2010-120, il a précisé que le Distributeur a effectivement supprimé des désignations de ressources dans le passé⁴⁶. Toutefois, la liste des retraits qu'il a produite (HQT-29, doc. 6.2) indique seulement huit (8) retraits, comme suit :

Ressources	Année de désignation de la ressource	Année du retrait
1 Cadillac	2001	2008
2 Le Nordais (Cap-Chat)	2001	2007
3 Le Nordais (Matane)	2001	2007
4 Lebel-sur-Quévillon	2001	2007
5 Mill Bank (NB)	2002	2006
6 Mont Copper	2005	2007
7 Mont Miller	2005	2007
8 Parc éolien du Renard	2006	2007

⁴³ Notes sténographiques, 27 janvier 2010.

⁴⁴ Demandes de renseignements numéros 7.1 à 7.4.

⁴⁵ HQT-8, doc. 6, p. 25, R. 7.1.1.

⁴⁶ HQT-29, doc. 6, p. 5 (version du 17 septembre 2010).

Quoiqu'aucune explication ne soit fournie, il est clair qu'il ne s'agit pas de suppressions temporaires pour se conformer aux articles précités des *Tarifs et conditions*.

À la question 2.3 du même document, nous demandons si le Transporteur à l'intention de modifier ses pratiques antérieures à cet égard. Il répond qu'il « s'assurera que ses pratiques soient conformes aux *Tarifs et conditions* en vigueur »⁴⁷.

En réponse à une question de NLH, il précise que :

R.13e. En matière de désignation et de suppression de désignation de ressources, le Transporteur est fondé de se fier à ce que le Distributeur agisse en conformité aux *Tarifs et conditions*, y compris en ce qui a trait à l'existence de ventes non interruptibles à des tiers⁴⁸.

Et finalement, en réponse à la question 2.3.1, qui demande s'il a l'intention d'exiger qu'HQD et/ou HQT modifient leurs pratiques à cet égard, il répond :

R2.3.1 Le Transporteur se conforme aux *Tarifs et conditions*. Il s'attend également à ce que les clients, dont le Producteur et le Distributeur, se conforment aux *Tarifs et conditions*⁴⁹.

Comment comprendre ces réponses? Il semble évident que, au fil des ans, Hydro-Québec a fait des ventes fermes à partir de ses centrales, qui sont toutes désignées⁵⁰. En même temps, on sait qu'il n'y a jamais eu de « dé-désignation » d'une centrale, étant donné la réponse 7.9 et le fait que le Transporteur serait nécessairement au courant si cela se produisait.

On peut donc conclure que, dans le passé, les articles 38.1 et 38.5 n'ont pas été respectés.

⁴⁷ Ibid., R. 2.3.

⁴⁸ HQT-29, doc. 6, p. 14.

⁴⁹ Ibid., p. 6, R. 2.3.1.

⁵⁰ Même si la source physique de l'électricité lors d'une vente ferme hors réseau d'Hydro-Québec n'est pas spécifiée, l'obligation de dé-désignation demeure, tel qu'expliqué à la fin de la section 6.2.4, ci-dessus. (« Instead, the seller should undesignate a portion of its system equal to the amount of the system sale, but which is not attributed to any specific generators. If the system sale is not designated as a network resource by the buyer, the seller must submit undesignations for each portion of each resource supporting the third-party sale.», Ord. 890-B, para. 190). Par contre, lorsque la vente elle-même est interruptible, cette obligation ne s'applique pas.

En ce qui concerne l'avenir, le Transporteur affirme, d'une part, qu'il s'assurera que ses pratiques soient [sic] conformes aux Tarifs et conditions en vigueur (R. 2.3). Il affirme également qu'il « s'attend » à ce que HQP et HQD se conforment aux *Tarifs et conditions* (R. 2.3.1).

Or, il faut constater que ces réponses, prises ensemble, ne constituent ni une reconnaissance claire que, dans le passé, ces dispositions de ses *Tarifs et conditions* n'ont pas été respectées, ni une affirmation claire et solennelle que la situation changera.

Il est en fait préoccupant de constater à quel point les déclarations du Transporteur demeure floues à l'égard de sa responsabilité de s'assurer du respect de ses *Tarifs et conditions* par ses clients. La réponse 2.3.1 précise qu'il « s'attend à ce que » HQP et HQD les respectent, ce qui suggère qu'il n'assume aucune responsabilité de vérifier si cela est le cas ou non. La réponse à NLH précise qu'il « est fondé de se fier » à ce que le Distributeur agisse en conformité avec les *Tarifs et conditions*, sans mention, par ailleurs, du Producteur. À notre connaissance, la Régie n'assume pas non plus le rôle de vérificateur quant au degré de respect des *Tarifs et conditions* du Transporteur.

La situation est très différente aux États-Unis, où la FERC s'occupe également de voir à l'application et au maintien de ces règles. Ainsi, de son propre chef, elle lance de temps en temps des enquêtes pour s'assurer de leur respect. Comme noté auparavant, elle énonce dans l'Ord. 890 une vigilance accrue dans ce sens.

Finalement, rappelons que cette même question, c'est-à-dire la nécessité, ou non, de procéder à une suppression de désignation chaque fois qu'une vente ferme est exécutée d'une centrale désignée, occupe plus de 100 pages des ordonnances 890, 890-A et 890-C, tel que discuté ci-dessus. La lecture de ces passages démontre que, à l'instar d'Hydro-Québec, plusieurs compagnies américaines ont aussi pris à la légère le respect des dispositions équivalentes concernant la désignation des ressources. Après réflexion, la FERC a non seulement réitéré la prohibition aux ventes fermes des centrales désignées qu'elle avait établies déjà en Ord. 888, mais a renforcé cette prohibition.

Dans le présent dossier, le Transporteur propose d'entériner ces renforcements dans ses propres *Tarifs et conditions*, sans reconnaître que jusqu'ici les dispositions en vigueur à ce sujet n'ont jamais été respectées, et sans donner aucune indication de ce qu'il propose de faire, concrètement, pour s'assurer que nouvelles dispositions seront dûment respectées.

Étant donné que c'est HQP fait les ventes fermes hors réseau et fournit l'électricité produite par les centrales désignées au Distributeur, il est difficile de voir comment HQD pourrait se charger d'informer HQT des dé-désignations et ré-désignations au fur et mesure qu'HQP modifie ses ventes

fermes hors réseau, ou son choix de sources pour l'énergie patrimoniale. Il n'est pas clair non plus en vertu de quelles loi ou règlement HQT pourrait exiger qu'HQP le fasse, au nom du Distributeur.

Si jamais la Régie conclut que, dû aux particularités du réseau du Transporteur, la prohibition sur les ventes fermes à partir des centrales désignées n'est pas justifiée, elle devrait supprimer cette prohibition entièrement (notamment de l'art. 38.1), plutôt que de la renforcer comme le font les modifications proposées.

Si, par contre, elle accepte la proposition du Transporteur de faire les modifications proposées, elle devrait exiger au Transporteur qu'il indique comment il entend s'assurer que ces dispositions seront respectées. Étant donné le non-respect dans le passé, il serait également approprié que la Régie exige un suivi sur cette question lors des prochains dossiers tarifaires.

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

Dans chacune des Annexes 2 (Service de réglage de tension), 3 (Service de réglage de fréquence), 6 (Service de maintien de réserve tournante) et 7 (Service de maintien de réserve arrêtée), qui fixent les tarifs de ces services complémentaires, le Transporteur propose l'ajout d'une phrase qui précise que « les ressources autres que la production » peuvent assurer ce service.

En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur a précisé que, s'il reçoit une demande associée à une réservation de service de transport de point à point d'utiliser des services complémentaires provenant d'une ressource autre que la production, il évaluera si cette ressource est en mesure de fournir un service comparable à celui fourni actuellement par les centrales du Producteur⁵¹.

Une réponse subséquente précise que :

⁵¹ HQT-8, doc. 6, p. 43.

Tous les services complémentaires visés sont actuellement fournis par le Producteur, conformément aux dispositions prévues aux Tarifs et conditions et le Transporteur n'entrevoit pas actuellement de nouveaux besoins pour compléter la fourniture des services complémentaires existants⁵².

Il est sans doute vrai que la fourniture de ces services par Hydro-Québec Production est conforme aux dispositions des *Tarifs et conditions*, mais il n'y a rien dans les *Tarifs et conditions* qui identifie HQP comme seul fournisseur. Ainsi, le Transporteur a toujours été libre de contracter avec d'autres fournisseurs de ces services. La modification proposée a simplement pour effet d'élargir le champ de fournisseurs possibles pour inclure des ressources autres que la production.

Ainsi, l'étude de la modification proposée doit traiter de deux questions distinctes :

1. Est-ce qu'un client du service de point à point qui désire fournir lui-même l'un ou l'autre des services complémentaires peut le faire par le biais des ressources autres que la production ?
2. Est-ce que des ressources autres que la production devront pouvoir offrir des services complémentaires sur une base comparable à celle qui existe pour la production, c'est-à-dire sur une base comparable à HQP ?

Notons d'abord que l'Ord. 890 traite explicitement de ces deux aspects. Au paragraphe 887, elle fait état de la demande d'Alcoa de fournir des services complémentaires pour ses propres besoins et, sous certaines conditions, de les vendre à des tiers. Au paragraphe 888, la FERC accorde ce droit, mais va plus loin, en affirmant que la vente des services complémentaires des ressources autres que la production devront pouvoir offrir des services complémentaires par des ressources autres que la production devrait être permis, lorsqu'approprié, sur une base comparable à celle qui existe pour la production :

888. ... Regarding the sale of other ancillary services including energy imbalance, operating reserve and spinning reserve by load resources, we agree that such sales should be permitted when appropriate on a comparable basis to service provided by generation resources. (Ord. 890) (nos soulignés)

⁵² Ibid., p. 44.

Cette approche est justifiée notamment en faisant référence au *Energy Policy Act of 2005*, comme suit :

Section 1252 (f) of EPAct 2005 states: “It is the policy of the United States that time-based pricing and other forms of demand response, whereby electricity customers are provided with electricity price signals and the ability to benefit by responding to them, shall be encouraged, the deployment of such technology and devices that enable electricity customers to participate in such pricing and demand response systems shall be facilitated, and unnecessary barriers to demand response participation in energy, capacity and ancillary service markets shall be eliminated.”⁵³ (nos soulignés)

Il va de soi que cette loi n’a aucune force ici. Toutefois, dans la mesure où la Régie juge que celle-ci énonce une tendance lourde dans l’industrie qui est par ailleurs cohérente avec les politiques en vigueur au Québec, elle pourra en tenir compte dans l’élaboration dans ses propres politiques réglementaires.

Quoique certaines parties aient demandé à la FERC de statuer plus généralement sur la fourniture des services complémentaires en général, celle-ci a refusé de le faire, en disant que cette question dépasse le cadre de l’instance en question, soit « to strengthen the pro forma OATT to ensure that it achieves its original purpose – remedying undue discrimination » (P892). Cela dit, la FERC note en passant que les tarifs appliqués à ces services doivent être justes et raisonnables, en fonction des normes habituelles de celle-ci. Cela implique que, si des services complémentaires étaient disponibles à moindre coût, les transporteurs américains auraient l’obligation de les prendre en considération.

À notre connaissance, la Régie ne s’est jamais penchée sur la question de la fourniture des services complémentaires. Existe-t-il une raison qui justifie que ces services soient fournis au Transporteur uniquement par Hydro-Québec Production ? HQT devrait-il ouvrir son processus d’acquisition des services complémentaires à d’autres fournisseurs, y compris ceux offrant des services fournis pas des ressources autres que la production ? Si oui, comment ces acquisitions devraient-elles être choisies et gérées ?

Les réponses à ces questions dépassent certainement le cadre de la présente audience. **Cela dit, nous n’avons aucune objection à ce que les modifications demandées aux Annexes 2, 3, 6 et 7**

⁵³ Ordonnance 890, note 544, p. 517-518.

soient acceptées. Toutefois, pour donner substance à la modification proposée, qui autrement risque de n'avoir aucun effet réel, il serait souhaitable que la Régie étudie cette question lors de la prochaine cause tarifaire.

8 Le droit de renouvellement

8.1 La modification proposée

En conformité avec l'ord. 888, l'art. 2.2 des *Tarifs et conditions* en vigueur précise que les clients du service de transport ferme avec une durée de contrat d'un an ou plus disposent d'un droit de renouvellement ou de préemption.

Dans l'Ord. 890, la FERC modifie son *pro forma OATT* pour faire en sorte que l'exercice d'un tel droit soit limité aux clients ayant un contrat d'une durée d'au moins cinq (5) ans. HQT propose de faire les modifications correspondantes à ses *Tarifs et conditions*.

2.2 Priorité de réservation pour les clients existants du service ferme : Les clients existants du service de transport ferme avec une durée de contrat de cinq ans ou plus sont en droit de continuer d'utiliser le service de transport du Transporteur à l'expiration, à la reconduction ou au renouvellement de leur contrat. Cette priorité de réservation de transport ne dépend pas du fait que le client existant continue à acheter l'électricité du Producteur, ou choisit d'acheter l'électricité d'un autre fournisseur. Si, à la fin de la durée du contrat, le réseau de transport du Transporteur ne peut pas répondre à toutes les demandes de service de transport, le client existant de service ferme doit accepter une durée de contrat au moins égale à la durée de contrat d'une demande concurrente de la part d'un nouveau client admissible et accepter de payer le tarif juste et raisonnable courant approuvé par la Régie pour ce service; à condition que le client du service ferme détienne un droit de préemption à la fin de la durée de ce service seulement si le nouveau contrat a une durée de cinq ans ou plus. Le client existant du service ferme doit faire savoir au Transporteur s'il exercera son droit de préemption au moins un an avant la date d'expiration de sa convention de service de transport. Cette priorité de réservation de transport pour les clients existants du service ferme est un droit qui se continue et qui peut être exercé à la fin de tous les contrats fermes de cinq ans ou plus. Les conventions de service assujetties à un droit de préemption associé à une demande de service de transport reçue avant la date établie à l'article 44.2, à moins qu'elles ne soient révoquées, deviendront assujetties aux exigences relatives à la durée de cinq ans et au préavis d'un an à la date de la première reconduction, à condition que l'avis d'un an s'applique aux conventions de service ayant encore une durée de contrat de cinq ans ou plus à la date établie à l'article 44.2.

8.2 Commentaires

La FERC explique cette modification, allant de un à cinq ans, notamment dans les passages suivants :

Commission Determination

1231. The Commission finds that the current rollover policy is no longer just, reasonable, and not unduly discriminatory. The rights and obligations of a rollover customer should bear a rational relationship to the planning and construction obligations imposed on the transmission provider by the rollover rights. We find, for the reasons explained below, that the current policy no longer meets this standard and that a five-year term will ensure greater consistency between the rights and obligations of customers and the corresponding planning and construction obligations of transmission providers. We also believe that an increase to a five-year term is consistent with the native load protections contained in new section 217 of the FPA, primarily because requiring longer-term agreements ensures that the rollover right is used by transmission customers with long-term obligations to purchase capacity. [note omitted] Accordingly, the Commission adopts a five-year minimum contract term in order for a customer to be eligible for a rollover right. At the end of its initial five-year contract term, a transmission customer must, within the one-year notice period (discussed more fully below), agree to another five-year contract term or match any longer-term competing request in order to be eligible for a subsequent rollover.

1232. Our decision to adopt a five-year minimum term will remedy many of the problems associated with the current policy. Under our current policy, a customer can secure transmission service for one year and, in so doing, require the transmission provider to plan and upgrade its system on the assumption the rollover right will be continually renewed. For example, if a transmission provider's planning horizon is 10 years, a one-year reservation would require the transmission provider to plan and upgrade the system as if the customer had purchased 10 years' service (i.e., would exercise its rollover right every year during that 10-year period). Because of this, the customer receives a guarantee of service beyond what it has contracted to pay for and the transmission provider must plan for service that may not actually be used.

1233. By failing to link the customer's rights and obligations with those of the transmission provider, the current policy can have several detrimental effects. For example, it requires the transmission provider to plan and construct facilities that may not be necessary to serve load. Given the difficulty of siting new transmission, it is inappropriate to require transmission providers to use finite resources to finance and construct facilities that may not be necessary. Additionally, the current policy harms OATT customers by allowing rollover customers to tie up capacity that may be needed by other customers. This is because the current policy allows a rollover customer to lock up existing capacity, regardless of whether the rollover customer intends to use that capacity. This reduces the availability of existing capacity for other customers and, in turn, reduces competitive alternatives for customers.

Nous partageons l'avis du Transporteur qu'il y a lieu de retenir la modification proposée par la FERC. D'une part, le droit de renouvellement en vertu des dispositions existantes effectivement crée des obligations non justifiées auprès du Transporteur. D'autre part, il empêche les autres participants d'avoir accès à ces capacités jusqu'à la dernière minute.

Nous recommandons donc à la Régie d'approuver la modification proposée dans la première phrase de l'art. 2.2. Toutefois, nous ne formulons pas de commentaire concernant les autres modifications proposées pour cette disposition.

9 Le processus de planification du réseau

9.1 Contexte

Le nouveau OATT *pro forma* qui accompagne les Ordonnances inclut un appendice K qui présente le processus de planification du transporteur. Cette description doit contenir suffisamment de détails pour permettre aux clients de comprendre :

1. le processus de consultation
2. les procédures d'avis et la fréquence anticipée des rencontres
3. la méthodologie, les critères et les processus utilisés pour développer les plans de transport
4. la méthode de divulgation des critères, prémisses et données qui sous-tendent la planification du réseau
5. Les obligations et les méthodes pour permettre aux clients de soumettre des données au transporteur
6. le processus de règlement des différends
7. les procédures du transporteur pour étudier des ajouts de nature économique visant la congestion ou l'intégration de nouvelles ressources

8. les procédures ou principes pertinents de répartition des coûts⁵⁴.

Le Transporteur est d'avis que ces exigences visent principalement à combler la déficience d'investissements en infrastructure de transport aux États-Unis⁵⁵. Étant donné le cadre réglementaire au Québec et le niveau adéquat d'investissement ainsi que l'absence de congestion, il est d'avis qu'il n'y a pas lieu de joindre un processus de planification à ses *Tarifs et conditions*.⁵⁶ Il considère que « la situation au Québec est très différente de la situation aux États-Unis qui a conduit la FERC à imposer l'adoption d'un appendice K⁵⁷. De plus,

Le Transporteur est d'avis que le cadre réglementaire en vigueur au Québec ainsi que les caractéristiques physiques, économiques et organisationnelles en place au Québec dissipent les préoccupations à l'égard de la discrimination induite dans la planification du réseau de transport soulevées au paragraphe 435⁵⁸. (nos soulignés)

Le Transporteur soutient également que l'absence d'un appendice K « n'affecte pas le respect de l'exigence de réciprocité⁵⁹ ». Soulignons que cette réponse semble contredire celles citées à la page **Erreur ! Signet non défini.** ci-dessus. Il serait souhaitable que le Transporteur clarifie dès le début de l'audience ce qu'il entend par « l'exigence de réciprocité ».

Finalement, le Transporteur indique qu'il offre déjà une planification ouverte, transparente et coordonnée⁶⁰.

⁵⁴ Order 890, para. 602 et *pro forma*, Attachment K, Original Sheets 162 and 163.

⁵⁵ HQT-1, doc. 1, p. 13.

⁵⁶ *Ibid.*, p. 15.

⁵⁷ HQT-8, doc. 6, p. 18.

⁵⁸ *Ibid.*

⁵⁹ HQT-8, doc. 3, p. 6.

⁶⁰ HQT-29, doc. 5, p. 3, R1.

9.2 Les objectifs visés par la FERC

Au paragraphe 425 de l'Ord. 890, la FERC explique que l'absence de coordination, ouverture et transparence créent des occasions de discrimination indue⁶¹. Le Transporteur explique sa compréhension de ce passage comme suit⁶² :

R. 6.3 Le Transporteur comprend bien la remarque de la FERC dans le contexte américain et en résume la portée aux pages 13 et 14 de la pièce HQT-1, Document 1. La présence de plusieurs transporteurs dans une interconnexion aux prises avec de la congestion et des zones de prix variables peut en effet créer des situations où des divergences d'intérêts économiques sont susceptibles de créer des risques potentiels de discrimination. Ceux qui tirent des bénéfices d'une situation de congestion peuvent souhaiter faire échouer les projets d'investissements en transport. Face à une telle situation, une coordination ouverte et mieux encadrée est un moyen qui peut réduire les risques de discrimination et surtout favoriser la réalisation de projets d'investissements en transport lorsque la carence d'infrastructure de transport crée de trop grandes disparités de prix entre les consommateurs. Toutefois, tel qu'exposé dans sa preuve (pièce HQT-1, Document 1, pages 14 et suivantes), la situation au Québec est fort différente et ne nécessite pas le remède proposé par la FERC.

Il est également d'avis que « le cadre réglementaire en vigueur au Québec ainsi que les caractéristiques physiques, économiques et organisationnelles en place au Québec dissipent » ces préoccupations⁶³.

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

Il s'agit, à notre avis, d'une interprétation erronée de l'Ordonnance 890. Lu ensemble, cette section indique clairement que la discrimination en question n'est pas celle d'un transporteur qui veut faire échouer des projets de transport qui risquent de réduire les bénéfices qu'il tire d'une situation de

⁶¹ « Taken together, this lack of coordination, openness, and transparency results in opportunities for undue discrimination in transmission planning. Without adequate coordination and open participation, market participants have no means to determine whether the plan developed by the transmission provider in isolation is unduly discriminatory. »

⁶² HQT-8, doc. 6, p. 18.

⁶³ Ibid.

congestion, **mais plutôt la discrimination en faveur des ventes d'électricité d'une entité affiliée**, comme le démontrent les passages soulignés des paragraphes 422 à 424 :

422. We do not believe that the existing pro forma OATT is sufficient in an era of increasing transmission congestion and the need for significant new transmission investment. We cannot rely on the self-interest of transmission providers to expand the grid in a nondiscriminatory manner. Although many transmission providers have an incentive to expand the grid to meet their state-imposed obligations to serve, they can have a disincentive to remedy transmission congestion when doing so reduces the value of their generation or otherwise stimulates new entry or greater competition in their area. For example, a transmission provider does not have an incentive to relieve local congestion that restricts the output of a competing merchant generator if doing so will make the transmission provider's own generation less competitive. A transmission provider also does not have an incentive to increase the import or export capacity of its transmission system if doing so would allow cheaper power to displace its higher cost generation or otherwise make new entry more profitable by facilitating exports.

423. As the Commission explained in Order No. 888, "[i]t is in the economic self-interest of transmission monopolists, particularly those with high-cost generation assets, to deny transmission or to offer transmission on a basis that is inferior to that which they provide themselves." [note omitted] The court agreed on review of Order No. 888, noting in TAPS v. FERC that "[u]tilities that own or control transmission facilities naturally wish to maximize profit. The transmission-owning utilities thus can be expected to act in their own interest to maintain their monopoly and to use that position to retain or expand the market share for their own generated electricity, even if they do so at the expense of lower-cost generation companies and consumers." [note omitted] The Supreme Court in New York v. FERC similarly explained that "public utilities retain ownership of the transmission lines that must be used by their competitors to deliver electric energy to wholesale and retail customers. The utilities' control of transmission facilities gives them the power either to refuse to deliver energy produced by competitors or to deliver competitors' power on terms and conditions less favorable than those they apply to their own transmissions." [note omitted]

424. The existing pro forma OATT does not counteract these incentives in the planning area because there are no clear criteria regarding the transmission provider's planning obligation. Although the pro forma OATT contains a general obligation to plan for the needs of their network customers and to expand their systems to provide service to point-to-point customers, there is no requirement that the overall transmission planning process be open to customers, competitors, and state commissions. [note omitted] Rather, transmission providers may develop transmission plans with limited or no input from customers or other stakeholders. There also is no requirement that the key assumptions and data that underlie transmission plans be made available to customers.

425. Taken together, this lack of coordination, openness, and transparency results in opportunities for undue discrimination in transmission planning. Without adequate coordination and open participation, market participants have no means to determine whether the plan developed by the transmission provider in isolation is unduly discriminatory. This means that disputes over access and discrimination occur primarily

after-the-fact because there is insufficient coordination and transparency between transmission providers and their customers for purposes of planning.⁶⁴ The Commission has a duty to prevent undue discrimination in the rates, terms, and conditions of public utility transmission service and, therefore, an obligation to remedy these transmission planning deficiencies. (nos emphases)

Vu de cette façon, il devient évident que **le cadre réglementaire en vigueur au Québec ainsi que les caractéristiques physiques, économiques et organisationnelles en place au Québec ne dissipent aucunement les préoccupations d'une discrimination induite**. Au contraire, les incitatifs pour le Transporteur de discriminer indûment pour avantager les divisions marchandes de sa société mère demeurent réels, tel que décrits par la Cour d'appel et par la Cour suprême des États-Unis au paragraphe 423 cité ci-dessus.

Ainsi, les arguments présentés par le Transporteur ne réduisent en rien la force de la conclusion principale de la FERC :

Commission Determination

435. In order to limit the opportunities for undue discrimination described above and in the NOPR, and to ensure that comparable transmission service is provided by all public utility transmission providers, including RTOs and ISOs, the Commission concludes that it is necessary to amend the existing pro forma OATT to require coordinated, open, and transparent transmission planning on both a local and regional level. ... (nos soulignés)

Il se peut, bien sûr, que les exigences précises que la FERC a énoncé pour l'Appendice K puissent être modifiées pour refléter le cas particulier du Québec, avec une structure institutionnelle et un cadre réglementaire très différents de ceux des États-Unis. Toutefois, à notre avis, l'analyse que fait la FERC sur les possibilités de discrimination qui découlent d'un processus de planification qui n'est ni ouvert ni transparent est très pertinente à notre contexte.

Dans les prochaines sous-sections, nous examinerons les éléments principaux de cette exigence.

⁶⁴ In our discussion of enforcement issues at section V. E of this Final Rule, we note specific situations in which transmission providers have agreed to resolve staff allegations that they engaged in OATT violations involving transactions with affiliates. While these specific situations may not directly relate to discrimination in planning, they nevertheless document the continuing incentive of transmission providers to favor themselves and their affiliates in the provision of transmission service.

9.2.1 Coordination

La FERC exige la tenue de rencontres de planification entre les transporteurs, leurs transporteurs avoisinants, les autorités des États, leurs clients et d'autres *stakeholders*, sans en préciser la forme ni la fréquence. L'objectif explicite est d'ouvrir les lignes de communication afin d'éliminer la possibilité de discrimination induite.

a. Coordination

445. In the NOPR, the Commission proposed that transmission providers must meet with all of their transmission customers and interconnected neighbors to develop a transmission plan on a nondiscriminatory basis. ...

Commission Determination

451. The Commission adopts the coordination principle proposed in the NOPR. Commenters overwhelmingly desire flexibility as to the coordination principle, and as such, we will not prescribe the requirements for coordination, such as the minimum number of meetings to be required each year, the scope of the meetings, the notice requirements, the format, and any other features. We will allow transmission providers, with the input of their customers and other stakeholders, to craft coordination requirements that work for those transmission providers and their customers and other stakeholders.

452. We emphasize that the purpose of the coordination requirement is to eliminate the potential for undue discrimination in planning by opening appropriate lines of communication between transmission providers, their transmission-providing neighbors, affected state authorities, customers, and other stakeholders. Rigid and formal meeting procedures may be one way to accomplish this goal, but there may be other ways as well. For example, a transmission provider could meet this requirement by facilitating the formation of a permanent planning committee made up of itself, its neighboring transmission providers, affected state authorities, customers, and other stakeholders. Such a planning committee could develop its own means of communication, which may or may not emphasize formal meeting procedures. We are more concerned with the substance of coordination than its form.

9.2.2 Ouverture

La FERC se prononce clairement en faveur d'une approche ouverte et inclusive pour le processus de planification du réseau de transport, tout en soulignant l'importance de développer, encore une fois en collaboration avec les parties intéressées, des mécanismes adéquats pour protéger la confidentialité commerciale et les préoccupations reliées à la sécurité nationale. Elle mentionne notamment les ententes de confidentialité et l'accès à l'information protégée par des mots de passe comme des moyens utiles à considérer à cette fin.

Commission Determination

460. The Commission adopts the NOPR's proposal and will require that transmission planning meetings be open to all affected parties including, but not limited to, all transmission and interconnection customers, state commissions and other stakeholders. We recognize that it may be appropriate in certain circumstances, such as a particular meeting of a subregional group, to limit participation to a relevant subset of these entities. We emphasize, however, that the overall development of the transmission plan and the planning process must remain open. We agree with the concerns of some commenters that safeguards must be put in place to ensure that confidentiality and CEII concerns are adequately addressed in transmission planning activities. Accordingly, we will require that transmission providers, in consultation with affected parties, develop mechanisms, such as confidentiality agreements and password-protected access to information, in order to manage confidentiality and CEII concerns.

9.2.3 La transparence

Tel que mentionné plus haut, la FERC requiert que les transporteurs divulguent à l'ensemble de leurs clients ainsi qu'aux autres parties intéressées les critères, prémisses et données qui sous-tendent leur planification, ainsi que des informations à jour sur les différents ajouts et modifications ainsi que les plans et études en relation avec eux.

La FERC a également statué que, lorsque des ressources autres que la production peuvent fournir des fonctions étudiées dans le cadre du processus de planification, par exemple les services complémentaires, les fournisseurs potentiels de tels services devraient pouvoir participer à ce processus au même titre que les autres clients et parties intéressées.

Commission Determination

471. The Commission adopts the NOPR's proposal and will require transmission providers to disclose to all customers and other stakeholders the basic criteria, assumptions, and data that underlie their transmission system plans. In addition, transmission providers will be required to reduce to writing and make available the basic methodology, criteria, and processes they use to develop their transmission plans, including how they treat retail native loads, in order to ensure that standards are consistently applied. This information should enable customers, other stakeholders, or an independent third party 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. We note, however, that transmission providers cannot be expected to fulfill these planning obligations unless non-public utility transmission providers that participate in the planning process make similar information available and, for the reasons set forth above, we fully expect that they will do so. We believe that the same safeguards developed as discussed above regarding the openness principle, such as confidentiality agreements and password protected access to information, will adequately protect against inappropriate disclosure of confidential information or CEII.

472. The Commission also requires that transmission providers make available information regarding the status of upgrades identified in their transmission plans in addition to the underlying plans and related studies. It is important that the Commission, stakeholders, neighboring transmission providers, and affected state authorities have ready access to this information in order to facilitate coordination and oversight. To the extent any such information is confidential or consists of CEII, the transmission provider can implement the safeguards suggested above.

...

479. Finally, several commenters assert that demand response resources should be considered in transmission planning. [note omitted] Some commenters note that certain regions currently are in the process of incorporating demand response into their transmission planning processes. [note omitted]Demand resources currently provide ancillary services in some regions, and this capability is in under development in some others.[note 273⁶⁵] We therefore find that, where demand resources are capable of providing the functions assessed in a transmission planning process, and can be relied upon on a long-term basis, they should be permitted to participate in that process on a comparable basis. [note omitted] This is consistent with EAct 2005 section 1223.

9.2.4 Échanges d'information

Dans le NOPR, la FERC avait proposé que les clients du service de transport aient à soumettre des renseignements sur leurs besoins futurs. Elle a aussi proposé que les participants du marché aient l'occasion de prendre connaissance et de commenter des versions préliminaires du plan de transport.

Finalement, la FERC précise au paragraphe 488 que l'objectif est de fournir aux clients et aux parties intéressées la possibilité de participer avec les transporteurs au processus de planification, et non seulement d'avoir accès aux informations de base.

d. Information Exchange

480. In the NOPR, the Commission proposed that network transmission customers be required to submit information on their projected loads and resources on a comparable basis (e.g., planning horizon and format) as used by transmission providers in planning for their native load. The Commission further proposed that point-to-point customers be required to

⁶⁵ See Staff Report: Assessment of Demand Response & Advanced Metering at 97-100 (Docket Number AD-06-2-000) (Demand Response Report), available at www.ferc.gov/legal/staffreports/demandresponse.pdf#xml.

submit any projections they have of a need for service over that planning horizon and at what receipt and delivery points. The Commission sought comment on whether specific requirements should be adopted for this information exchange. [note omitted] The Commission also stated that transmission providers must allow market participants the opportunity to review and comment on draft transmission plans.

...

Commission Determination

486. The Commission adopts the information exchange principle as to both network and point-to-point transmission customers. Accordingly, we will require transmission providers, in consultation with their customers and other stakeholders, to develop guidelines and a schedule for the submittal of information. In order for the Final Rule's planning process to be as open and transparent as possible, the information collected by transmission providers to provide transmission service to their native load customers must be transparent and, to that end, equivalent information must be provided by transmission customers to ensure effective planning and comparability. We clarify that the information must be made available at regular intervals to be identified in advance. Information exchanged should be a continual process, the frequency of which should be addressed in the transmission provider's compliance filing required by the Final Rule. However, we expect that the frequency and planning horizon will be consistent with ERO requirements.

487. We also believe that it is appropriate to require point-to-point customers to submit any projections they have of a need for service over the planning horizon and at what receipt and delivery points. We believe that any good faith projections of a need for service, even though they may not yet be subject to a transmission reservation, may be useful in transmission planning as they may, for example, provide planners with likely scenarios for new generation development. If the point-to-point customers do not submit such projections, then the transmission provider cannot later be faulted for failing to consider planning scenarios that might have taken into account reasonable projections of future system uses that were not the subject of specific service requests. To the extent applicable, transmission customers also should provide information on existing and planned demand resources and their impacts on demand and peak demand. In addition, stakeholders should provide proposed demand response resources if they wish to have them considered in the development of the transmission plan.

488. Lastly, in response to the concerns of some commenters, we emphasize that the transmission planning required by this Final Rule is not intended, as discussed earlier, to be limited to the mere exchange of information and then review of transmission provider plans after the fact. The transmission planning required by this Final Rule is intended to provide transmission customers and other stakeholders a meaningful opportunity to engage in planning along with their transmission providers. At the same time, we emphasize that this information exchange relates to planning, not other studies performed in response to interconnection or transmission service requests.

9.2.5 Comparabilité

La FERC exige des transporteurs que leurs propres intérêts (et, implicitement, ceux de leurs entités affiliées) soient traités sur un plan d'égalité avec ceux de leurs clients. Elle exige notamment que, lorsqu'appropriées, les ressources autres que la production soient traitées sur un pied d'égalité avec les ressources traditionnelles.

Commission Determination

494. The Commission adopts the NOPR's proposal as to the comparability principle and will require the transmission provider, after considering the data and comments supplied by customers and other stakeholders, to develop a transmission system plan that (1) meets the specific service requests of its transmission customers and (2) otherwise treats similarly-situated customers (e.g., network and retail native load) comparably in transmission system planning. [note omitted] Further, we agree with commenters that customer demand resources should be considered on a comparable basis to the service provided by comparable generation resources where appropriate.

495. We are specifically requiring a comparability principle to address concerns, such as those raised by commenters, that transmission providers continue to plan their transmission systems such that their own interests are addressed without regard to, or ahead of, the interests of their customers. Comparability requires that the interests of transmission providers and their similarly-situated customers be treated on a comparable basis. In response to the concerns expressed by several commenters, we emphasize that similarly-situated customers must be treated on a comparable basis, not that each and every transmission customer should be treated the same. [note omitted].

9.3 Observations

Déjà dans notre rapport d'expertise au dossier R-3401-98, présenté en février 2001, nous avons soulevé la problématique de la participation des parties intéressées dans les processus de planification, en résumant les pratiques déjà en place à l'époque dans plusieurs juridictions (California, Alberta, PJM, New England et New York)⁶⁶. Dans chacune de ces juridictions, il existait déjà un processus de planification ouvert, à différents degrés, à la participation des parties intéressées.

⁶⁶ Raphals, Bradford et Disher, voir note 1, pages 71 à 81.

L'extrait suivant résume ces processus :

10.3.2. Stakeholder involvement in transmission planning processes

While formal procedures to evaluate non-transmission alternatives are not universal, it is standard practice for the transmission planning process to include interested parties other than the utility, and transmission plans and related documents are treated as public documents. Thus:

- in California, each utility prepares its own transmission plan in close coordination with the Cal-ISO staff and interested electric market participants;¹⁵⁴
- in Alberta, transmission issues are debated at the Transmission Planning Committee, which is open to all stakeholders;¹⁵⁵
- in the PJM region, the Transmission Expansion Advisory Committee includes environmental and consumer advocacy groups, as noted above;

- In New England, the Transmission Expansion Planning Process is conducted by ISO-NE (which in turn is under the direction of an independent board without ties to market participants), together with the transmission owners. The resulting five-year NEPOOL Transmission Plan lists projects which have received NEPOOL review and approval, as well as those which have not. Other stakeholders can comment on the draft Plan through the NEPOOL Reliability Committee, one of three standing committees that provide for interaction between ISO-NE and market participant stakeholders. Additional stakeholder input can be provided on a less formal basis through the ISO's Advisory Committee, that is open to public interest groups and state agency representatives;
- In New York, the Transmission Planning Advisory Subcommittee, which provides guidance to the NYISO transmission planning staff, is open to members and eligible customers of the ISO; others may participate as guests. The New York ISO publishes an annual long-term Transmission Plan, and maintains a constantly updated "transmission and interconnection study queue" on its website

(<http://www.nyiso.com/services/planning.html>), listing all the studies that have been requested of the ISO for potential upgrades, additions and interconnections.

¹⁵² ESBI Alberta Ltd., *Alberta Interconnected Electric System: Transmission Development Plan 2000-2009*, December 1999, p. 5.

¹⁵³ ESBI Alberta Ltd., *Transmission Development Plan 2000-2010*, p. 15.

¹⁵⁴ PG&E, *Electric Transmission Grid Expansion Plan for the Years 2001-2005*, p. 3.

¹⁵⁵ ESBI Alberta Ltd., *Transmission Development Plan 2000-2010*, p. 6.

Cet extrait démontre que les processus ouverts et transparents qu'exige maintenant la FERC de l'ensemble des transporteurs sous sa compétence faisaient déjà partie, en grande mesure, des pratiques des transporteurs les plus avant-gardistes. Ce qui est nouveau, dans l'Ord. 890, c'est la détermination qu'un tel processus est essentiel pour éviter la discrimination induite, qui devient donc obligatoire.

9.4 Les rapports de Judah Rose

M. Rose a déposé deux rapports concernant le processus de planification d'HQT. Dans son premier rapport (HQT-12, doc. 1, ci-après son « Rapport »), il présente de façon sommaire son point de vue à l'effet qu'il n'est pas nécessaire ni opportun d'ajouter l'Annexe K de la FERC aux processus de planification déjà en vigueur au Québec. Dans son deuxième rapport, présenté en guise d'une réponse aux DDR, il présente ses raisons en plus de détail (ci-après ses « Réponses »)⁶⁷.

Dans son Rapport, M. Rose identifie deux raisons principales pour les exigences de la FERC à l'égard de l'Annexe K : 1) les déficiences des réseaux de transport américains (notamment la congestion et un niveau inadéquat d'investissement), et 2) pour éviter de la discrimination indue à l'égard des compagnies non affiliées⁶⁸. Il affirme, avec raison, que le réseau d'HQT ne souffre pas ni d'une congestion soutenue ni d'un niveau inadéquat d'investissement. Il affirme également que le Québec offre déjà un processus de planification qui est coordonné, ouvert et transparent⁶⁹, justifiant cette affirmation en référant à une série de documents sommaires préparés par HQT (HQT-15 à HQT-27). Par contre, son rapport ne traite pas de la deuxième raison invoquée, potentiellement pour éviter la discrimination indue à l'égard des compagnies non affiliées.

Le Transporteur affirme également qu'il offre déjà une planification ouverte, transparente et coordonnée, en précisant que « la mise en œuvre de ces principes ne découle pas du texte proposé des *Tarifs et conditions*, mais plutôt de mesures déjà en place », tel que décrites dans les Réponses⁷⁰.

Les perceptions de M. Rose à l'égard des processus de consultation au Québec ne sont pas entièrement valides. Pour mentionner quelques exemples :

- Il affirme que TransÉnergie présente un plan stratégique à une commission parlementaire, et que des personnes intéressées peuvent participer à ce processus⁷¹. Il s'agit du *Plan*

⁶⁷ HQT-8, doc. 6.1.

⁶⁸ HQT-12, doc. 1, pages 7 et 8, et HQT-8, doc. 6.1, paragraphes 2b, 8 et 9.

⁶⁹ HQT-8, doc. 6.1, para. 87.

⁷⁰ HQT-29, doc. 5, p. 7, R6b.

⁷¹ Ibid., para. 25.

stratégique d'Hydro-Québec, et non pas de TransÉnergie. Par ailleurs, sauf quelques rares exceptions, la Commission de l'économie et du travail n'entend pas de mémoires du public. Par ailleurs, le *Plan stratégique d'Hydro-Québec* ne contient pas un niveau de détail suffisant sur la planification de transport pour rendre ce processus utile et répondre de manière satisfaisante aux objectifs recherchés par la FERC.

- Il insiste, avec raison, sur le fait que les audiences de la Régie en vertu de l'art. 73 permettent la participation du public⁷². Toutefois, la Régie s'est exprimée à plusieurs reprises à l'effet qu'une telle audience n'est pas le forum approprié pour faire l'étude de la planification du Transporteur.
- L'examen d'un projet proposé par le BAPE n'est pas non plus l'équivalent d'un processus ouvert de planification tel que l'envisage l'Ord. 890, parce qu'il n'a lieu que bien après que le processus de planification a eu lieu. L'essence même de l'Annexe K est de permettre la participation du public **avant** que les décisions de planification ne soient prises. Des audiences publiques sur un projet de transport — soit devant la Régie (art. 73), soit devant le BAPE (mitigation des impacts environnementaux) ne répondent aucunement aux fins recherchées par la FERC avec son Annexe K.

Notons par ailleurs que des processus d'approbation des projets, tant sur le plan énergétique qu'environnemental, existent également aux États-Unis, ce qui n'a pas empêché la FERC d'exiger l'Annexe K pour l'ensemble des services publics sous sa compétence.

Par ailleurs, bien qu'il identifie les deux raisons précitées pour l'ajout de l'Annexe K au *pro forma* de la FERC, sa preuve se limite à discuter seulement la première.

Donc, sa conclusion principale à l'effet que la Régie n'a pas à résoudre les problèmes américains fait uniquement référence aux problèmes de congestion et de sous-investissement, et ne prend aucunement en compte la question de la discrimination induite. En fait, il ne présente aucun argument sérieux pour démontrer que le réseau québécois est à l'abri de cette problématique.

M. Rose a sans doute raison d'affirmer que la FERC s'intéresse aux problématiques de congestion et de sous-investissement dans les réseaux de transport, et que ces préoccupations n'ont peu ou pas

⁷² Ibid., pages 7 à 10.

d'importance au Québec. Cela dit, il importe de se rappeler que l'empêchement de la discrimination induite en faveur des affiliées est la problématique qui est au cœur de la démarche entreprise par la FERC avec l'Ord. 888 et qui continue maintenant avec les Ordonnances 890 et al., comme l'indique par exemple le premier paragraphe de l'Ord. 890 :

1. This Final Rule addresses and remedies opportunities for undue discrimination under the pro forma Open Access Transmission Tariff (OATT) adopted in 1996 by Order No. 888. This landmark rulemaking fostered greater competition in wholesale power markets by reducing barriers to entry in the provision of transmission service. In the ten years since Order 888, however, the Commission has found that the OATT contains flaws that undermine realizing its core objective of remedying undue discrimination. In the Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) issued on May 19, 2006, the Commission proposed to remedy those flaws. After receiving approximately 6,500 pages of comments from close to 300 parties, we now take final action. We highlight below the most critical reforms being adopted today.

Le Transporteur le résume ainsi :

Le 16 février 2007, cette dernière [la FERC] a publié l'ordonnance no 890, qui a modifié ses règlements et le tarif *pro forma* afin, entre autres, de le raffermir pour qu'il atteigne son objectif initial de remédier à la discrimination induite, et d'offrir des règles plus explicites pour réduire les occasions de discrimination⁷³.

Par ailleurs, il est clair que, malgré le fait que le public puisse participer à certaines étapes du processus d'approbation des projets de transport, notamment les audiences du BAPE et celles de la Régie en vertu de l'art. 73 LRE, le processus de planification de transport d'HQT n'est ni ouvert ni transparent. En effet, ni les utilisateurs non affiliés du réseau, ni les différents regroupements de la société civile représentant des intérêts affectés par les projets d'HQT n'ont le droit de connaître le Plan de transport d'HQT dans ses détails, ni encore moins de se faire entendre avant que les décisions ne soient prises par HQT.

Dans ses Réponses, M. Rose présente ses observations à l'effet que la planification de TransÉnergie est déjà ouverte, transparente et coordonnée. Il affirme qu'aucune modification n'est nécessaire afin d'offrir de l'accès ouvert et comparable à son réseau⁷⁴. Il exprime l'opinion qu'une conformité « section by section or line by line » n'est pas requise afin de rencontrer les « reciprocity

⁷³ HT-1, doc. 1, p. 9.

⁷⁴ Réponses, para. 95.

requirements for open and comparable access », notamment en raison de l'importance de la flexibilité dans l'Ord. 890⁷⁵.

Or, quoiqu'il existe certainement des sections de l'Ord. 890 où la FERC démontre de la flexibilité, on ne peut qualifier l'Ordonnance de cette façon de manière générale. Comme nous l'avons déjà vu, dans un grand nombre d'aspects, l'Ord. 890 représente une réduction de la flexibilité par rapport à l'Ord. 888, par exemple dans la désignation des ressources, le calcul de l'ATC et la fixation des tarifs pour les services de compensation des écarts de livraison et de réception. Selon notre lecture des sections des Ordonnances touchant la planification du transport, il est clair que, quoique la FERC demeure flexible quant aux **moyens** utilisés pour respecter ses exigences quant à la planification du transport, elle ne démontre pas de flexibilité quant à ces exigences elles-mêmes.

En effet, l'Ord. 890 énonce clairement la nature de la flexibilité qu'elle comporte. Si un transporteur considère que son processus actuel de planification est en conformité avec les principes énoncés dans l'Ordonnance, il doit le décrire *dans son OATT* et expliquer à la FERC dans un *compliance filing* pourquoi les divergences sont justifiées. Dans les deux cas, la FERC précise que le processus doit être documenté dans une annexe à son OATT.

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

La section la plus imposante des Réponses s'intitule « Measures in Place Ensuring Transparency » (paragraphes 29 à 70, pages 7 à 13). Il s'agit notamment des modalités bien connues des audiences sous l'art. 73, des audiences tarifaires et du BAPE. Il mentionne également le Code de conduite de TransÉnergie, la procédure d'étude d'impact sur le réseau des *Tarifs et conditions*, ainsi que son processus de plaintes, le processus de planification du NPCC, etc.

⁷⁵ Ibid., para. 94.

Pourtant, il est clair que ces modalités et procédures devant diverses institutions ne rencontrent tout simplement pas les exigences minimales décrites par la FERC.

Ainsi, le processus existant ne permet pas aux participants du marché de savoir si le plan retenu est discriminatoire ou non :

424. The existing pro forma OATT does not counteract these incentives in the planning area because there are no clear criteria regarding the transmission provider's planning obligation. Although the pro forma OATT contains a general obligation to plan for the needs of their network customers and to expand their systems to provide service to point- to-point customers, there is no requirement that the overall transmission planning process be open to customers, competitors, and state commissions. [note omitted] Rather, transmission providers may develop transmission plans with limited or no input from customers or other stakeholders. There also is no requirement that the key assumptions and data that underlie transmission plans be made available to customers.

425. Taken together, this lack of coordination, openness, and transparency results in opportunities for undue discrimination in transmission planning. Without adequate coordination and open participation, market participants have no means to determine whether the plan developed by the transmission provider in isolation is unduly discriminatory. This means that disputes over access and discrimination occur primarily after-the-fact because there is insufficient coordination and transparency between transmission providers and their customers for purposes of planning.⁷⁶ The Commission has a duty to prevent undue discrimination in the rates, terms, and conditions of public utility transmission service and, therefore, an obligation to remedy these transmission planning deficiencies. (nos emphases)

Elle ne permet pas non plus aux clients ni aux autres intéressés de participer avec le Transporteur à l'élaboration de son Plan de transport.

445. In the NOPR, the Commission proposed that transmission providers must meet with all of their transmission customers and interconnected neighbors to develop a transmission plan on a nondiscriminatory basis. ...

451. The Commission adopts the coordination principle proposed in the NOPR. Commenters overwhelmingly desire flexibility as to the coordination principle, and as such, we will not prescribe the requirements for coordination, such as the minimum number of meetings to be

⁷⁶ In our discussion of enforcement issues at section V. E of this Final Rule, we note specific situations in which transmission providers have agreed to resolve staff allegations that they engaged in OATT violations involving transactions with affiliates. While these specific situations may not directly relate to discrimination in planning, they nevertheless document the continuing incentive of transmission providers to favor themselves and their affiliates in the provision of transmission service.

required each year, the scope of the meetings, the notice requirements, the format, and any other features. We will allow transmission providers, with the input of their customers and other stakeholders, to craft coordination requirements that work for those transmission providers and their customers and other stakeholders.

452. We emphasize that the purpose of the coordination requirement is to eliminate the potential for undue discrimination in planning by opening appropriate lines of communication between transmission providers, their transmission-providing neighbors, affected state authorities, customers, and other stakeholders. Rigid and formal meeting procedures may be one way to accomplish this goal, but there may be other ways as well. For example, a transmission provider could meet this requirement by facilitating the formation of a permanent planning committee made up of itself, its neighboring transmission providers, affected state authorities, customers, and other stakeholders. Such a planning committee could develop its own means of communication, which may or may not emphasize formal meeting procedures. **We are more concerned with the substance of coordination than its form.**

Le processus de planification du réseau, tel qu'il prévaut actuellement, ne comporte pas de coordination telle que décrite par la FERC. Il en est de même pour les autres principes décrit à la section 9.2 ci-dessus. Une lecture attentive des passages cités démontre que le système actuel ressemble, au mieux, à celui qui prévalait aux États-Unis avant l'ord. 890. En fait, dans les régions ayant un ISO ou un RTO, le niveau de consultation sur les plans de transport même avant l'Ord. 890 était déjà de loin supérieur au système actuel au Québec, comme le démontre notre preuve en R-3401-98, citée à la section 9.3 ci-dessus.

Quoiqu'on puisse prétendre que les pratiques en Californie, en PJM ou dans le Nord-Ouest américain n'ont pas beaucoup de pertinence au Québec, on ne peut soutenir que ce soit le cas pour New York et pour la Nouvelle-Angleterre, où se situent les partenaires commerciaux principaux d'Hydro-Québec.

Pour cette raison, dans la prochaine section nous examinerons brièvement les processus de planification de transport en Nouvelle-Angleterre, avant et après l'Ord. 890.

9.5 Planification des réseaux de transport dans la Nouvelle Angleterre

Depuis l'an 2000, l'Independent System Operator New England (ISO-NE) est responsable pour la planification du réseau de transport de la région. Le premier Regional Transmission Expansion Plan a été publié en 2001.

Dans le processus menant à l'adoption de ce plan, un comité avisier a été créé, le Transmission Expansion Advisory Committee (TEAC). Pour participer à ce comité, ISO-NE a sollicité les membres des différents comités de NEPOOL et des régulateurs en matière d'énergie et d'environnement, ainsi que une panoplie de groupes d'intérêt public (société civile).

Un autre comité, le Transmission Planning Committee (TPC), comportait des représentants des sept propriétaires des lignes de transport (Transmission Owners). Ce comité a été créé pour fournir de l'expertise technique et des données pour la préparation du plan, ainsi que les ressources techniques nécessaires aux études de fiabilité et de l'adéquation des ressources dans la région.

Ainsi, la Nouvelle-Angleterre bénéficie d'un processus de planification ouvert depuis l'an 2000.

Ce système a continué d'évoluer. En 2007, le Planning Advisory Committee (PAC) — toujours ouvert à la participation par toute entité intéressée — continue de jouer un rôle important dans le processus de planification :

12.1 Status of the Planning Process

The successful operation of the system during the 2007 peak-load periods demonstrated, in part, how proper system planning can help ensure adequate capacity and transmission capability. RSP07 [Regional System Plan 2007] and related planning studies continue to benefit from an open stakeholder planning process on a regional and interregional basis. Stakeholders, particularly members of the PAC, provide valuable input on the RSP, including the scope of work, draft results, and final draft plans, which are subject to ISO/RTO approval.⁷⁷ (nos soulignés)

Ce processus a été décrit par le pdg de l'ISO-NE comme suit :

How does the process work? The RSP is a comprehensive assessment made up of numerous studies and analyses of the region's bulk electric power system that identifies the location and nature of projected system needs. ISO New England also identifies system problems by conducting technical transmission planning studies with input and analytical assistance from the transmission owners. The system plan is updated annually to reflect both market responses and changes in system or market conditions. Load growth, resource additions and retirements, timing of transmission upgrades, new technologies, and regulatory developments are all examples that have a potential to impact system performance.

In the planning process, ISO New England uses a power system model that includes all generators, transmission facilities, and loads. Simulations address physical issues such as thermal loading,

⁷⁷ ISO-NE 2007 Regional System Plan, p. 115.

minimum voltage, voltage regulation, transient stability, dynamic oscillations, harmonics and short circuit interrupting capability.

Transparency and feedback are an important part of the planning process. ISO New England conducts and directs studies with input and review from the Planning Advisory Committee (PAC). The PAC is open to any interested party and is composed of a wide variety of regional stakeholders, including market participants, governmental representatives, state agencies, representatives of local communities and consultants. The PAC meets regularly throughout the year. ISO New England posts the meeting minutes and presentations on its Web site. Seven meetings were held throughout New England during the 2004 process. We also solicit input via a public meeting conducted each year by the ISO New England Board of Directors before approval of the annual plan.⁷⁸ (nos soulignés)

L'Attachment K de l'ISO-NE, en vigueur depuis 2008, représente une évolution d'un système de participation publique dans la planification du réseau de transport qui existait depuis plusieurs années. Quoique, dans l'Ord. 890, la FERC ait exigé que l'ensemble des transporteurs, y compris les ISO et les RTO, déposent un Attachment K, il est généralement compris que les exigences retenues par la FERC reflètent, en grande partie, les pratiques déjà en vigueur dans les ISO/RTO les plus avant-gardistes, dont notamment l'ISO-NE. Ainsi, l'Attachment K de l'ISO-NE ne représente pas un changement majeur par rapport à ce qui l'a précédé.

9.6 La planification du réseau de transport en Colombie-Britannique

9.6.1 Contexte

Dans son premier Rapport (à la page 18), M. Judah Rose décrit les réponses d'autres services publics canadiens aux exigences de la FERC par rapport à la planification du transport comme suit:

- 8 Q. WHAT HAS BEEN THE RESPONSE OF CANADIAN UTILITIES TO
9 ATTACHMENT K?
10 A. No Canadian utility has filed an Attachment K. New Brunswick has filed a brief
11 Attachment K that at best addresses one area; I do not believe it is even close to
12 being in compliance with Attachment K (see Exhibit JLR-4).

⁷⁸ http://www.electricenergyonline.com/?page=show_article&mag=30&article=241. Sans date, probablement de 2006.

Déjà au moment de la rédaction de ce rapport, le British Columbia Transmission Corporation (BCTC) avait soumis à la British Columbia Utilities Commission des amendements à son OATT pour s'harmoniser avec l'Ord. 890, dont notamment un Attachment K (déposé le 21 novembre 2008). Cela a été accepté par la BCUC dans sa décision du 10 septembre 2009⁷⁹.

Étant donné les grandes similarités entre les contextes énergétiques du Québec et de la Colombie-Britannique, le choix de la BCTC (anciennement la division transport de BC Hydro) de procéder à l'implantation d'un processus de planification de transport qui réponde directement aux exigences de la FERC est pertinent à nos réflexions.

Rappelons que le contexte énergétique en Colombie-Britannique est très similaire à celui du Québec, particulièrement en relation avec les éléments auxquels fait référence M. Rose afin de distinguer la situation du Québec de celle des États-Unis. Ainsi :

- Le secteur de l'électricité est dominé par une société d'État, avec une grande prédominance hydraulique,
- Étant donné que la société d'État est propriétaire et gestionnaire de la vaste majorité des lignes électriques, le problème de coordination entre plusieurs petits services publics ne se présente pas,
- Étant donné que la vaste majorité de la production est hydraulique et contrôlée par une société d'État, le problème de congestion n'existe pas ou est d'ampleur limité, et
- Le transporteur n'est pas soumis à la compétence de la FERC, mais a néanmoins un intérêt à se conformer à ses exigences, afin de faciliter l'accès aux marchés américains de son affilié.

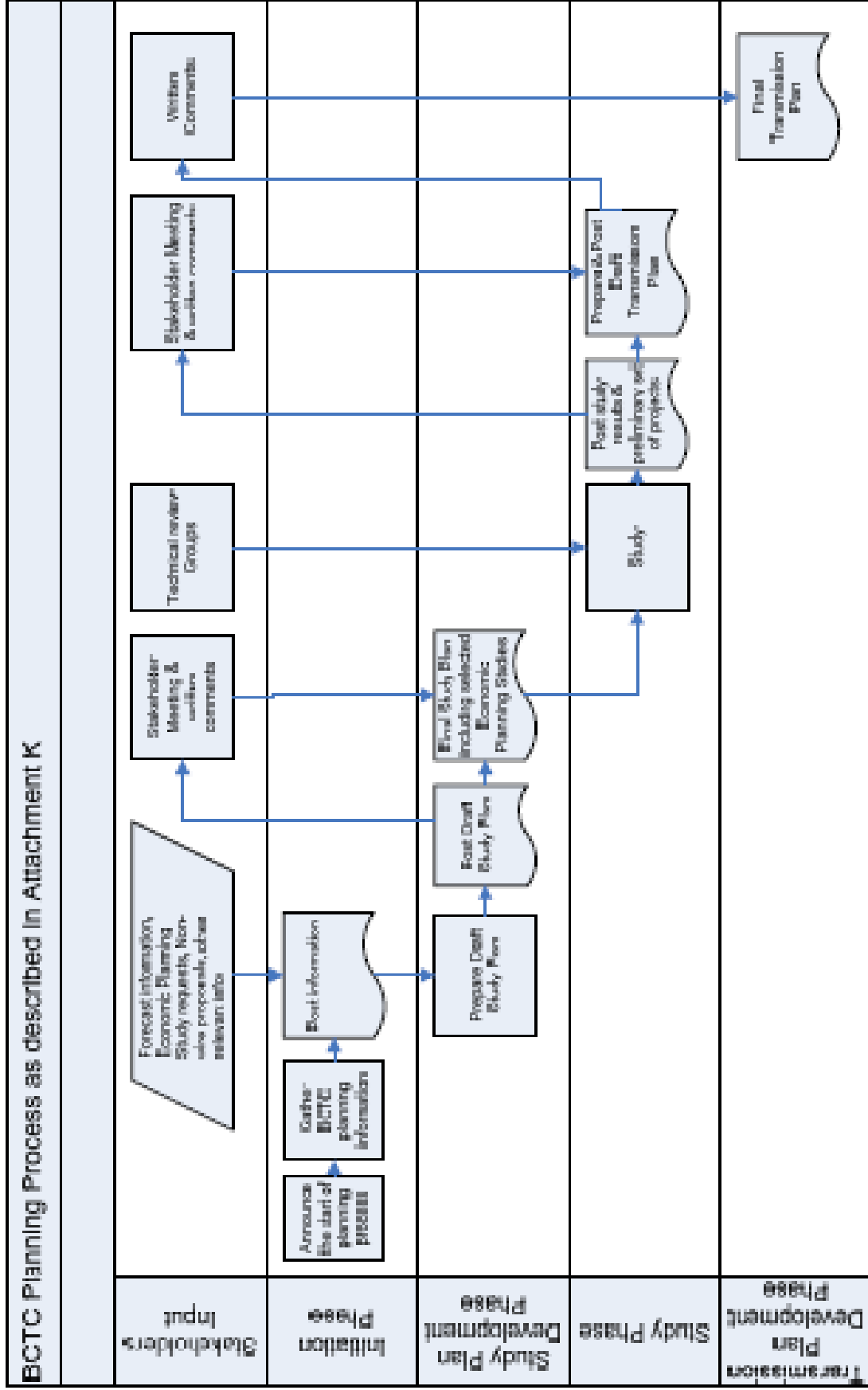
Dans ce même contexte, la BCTC a pourtant décidé de mettre en place un processus de planification ouvert et transparent, en adoptant un Attachment K basé sur l'Ord. 890. L'Attachment K de la BCTC devient par ce fait même un modèle très pertinent pour TransÉnergie, dans la mesure où la Régie détermine qu'il y a lieu de se doter d'un tel processus.

⁷⁹ BCUC, Decision, BCTC and Amendments to the OATT, 10 septembre 2009.

9.6.2 L'Attachment K de la BCTC

Un graphique qui démontre le cheminement du processus de l'Attachment K du BCTC est présenté à la page suivante. Le texte de son Attachment K est joint aux présentes comme Annexe 3.

Figure 3-1. BCTC Planning Process in Proposed Attachment K



Ce processus implique la participation des intervenants (*stakeholders*) à trois phases de la planification : la préparation d'un plan d'études, l'exécution des études, et la préparation d'un plan de transport. À chacune de ces étapes, les intervenants jouent un rôle consultatif, mais la BCTC demeure l'unique responsable des choix finaux.

9.6.3 Phase d'initiation

Dans la phase d'initiation, la BCTC convoque des parties intéressées et affiche sur son site internet les informations pertinentes, dont notamment les suivantes :

- Le guide de planification (*Planning Manual*) de la BCTC,
- Les données utilisées pour ses études de planification, dont notamment ses données de base (*base case data*),
- Son dernier Plan d'actifs (*Capital Plan*), y compris des rapports à jour sur l'état du réseau
- Le statut actuel des projets d'ajouts au réseau en cours
- Les demandes de service de transport et d'interconnexion recues, ainsi que toute étude et entente en relation à ces demandes, et
- Informations reçues des clients de transport, tenant compte des procédures pour la protection d'information confidentielle.

À cela s'ajoutera, au fur et mesure, les études et plans développés pendant le processus.

9.6.4 Phase de développement du plan d'étude (*Study Plan Development Phase*)

En se basant sur l'ensemble de cette information, la BCTC prépare et affiche son plan préliminaire des études (*Draft Study Plan*), y compris :

- Besoins et opportunités potentielles (*potential requirements and opportunities*),
- Données et hypothèses de planification,
- Une liste des projets déjà approuvés et leur statut,

- Une liste des études proposées pour rencontrer les besoins et opportunités potentielles, y compris celles prévues en relation avec les demandes de services reçues,
- Un examen des solutions non transport (*non-wires solutions*) pour répondre aux besoins et opportunités potentielles, et
- Critères pour le choix d'études de planification économique (*Economic Planning Studies*).

Une fois le plan préliminaire des études affiché, une rencontre consultative est convoquée, où la BCTC présente :

- Les grandes lignes de ses méthodes, données et hypothèses de planification,
- Les études proposées,
- Le choix proposé des études économiques
- Des Groupes d'étude technique (*Technical Review Groups*) pour des projets spécifiques,
- La période prévue pour des commentaires écrits des intervenants.

Les intervenants ont donc le droit de soumettre des commentaires écrits sur le plan préliminaire, qui seront affichés sur le site internet de planification.

9.6.5 Phase d'études (*Study Phase*)

Une fois les commentaires écrits des intervenants reçus, et en tenant compte de ceux-ci, la BCTC fixe et affiche son Plan final d'études (*Final Study Plan*). Ce Plan doit inclure notamment :

- Une description des besoins et opportunités potentielles
- Les données et hypothèses qui sous-tendent la planification,
- Une liste des études conçues pour rencontrer les besoins et opportunités potentielles, y compris la portée et les livrables de chacune
- Une liste des études économiques (*Economic Planning Studies*) retenues par le Transporteur,

- Un calendrier pour l'ensemble des tâches, et
- Un calendrier des rencontres du *Technical Review Group*.

9.6.6 Comités techniques (*Technical Review Groups*)

Des Comités techniques seront créés afin de fournir un forum ouvert et transparent pour permettre aux intéressés de prendre connaissance et de fournir du *feedback* au Transporteur à l'égard des alternatives à la planification (*planning alternatives*) pour un besoin ou opportunité identifiée par le Transporteur. En même temps, il devrait permettre au Transporteur de mieux connaître les préoccupations des intéressés à l'égard d'un tel projet. Ce comité joue un rôle consultatif.

9.6.7 Phase de développement du plan de transport (*Transmission Plan Development Phase*)

Une fois affiché le Plan final d'études, le Transporteur procède à l'exécution des études y identifiées, afin de produire un ensemble préliminaire des projets pour rencontrer les besoins et opportunités identifiés.

Il est notamment précisé dans l'Attachment K que, en exécutant ses études, le Transporteur tiendra compte des solutions basées tant sur la gestion de la demande que sur la production additionnelle sur une base d'égalité avec les solutions de nature transport.

Par ailleurs, le Transporteur doit développer des critères de planification, qui seront intégrés dans son Guide de planification, qui précise comment les solutions transport et non-transport seront considérés sur un pied d'égalité dans les études.

Une fois les études terminées, le Transporteur affiche les résultats des études et sa liste préliminaire des projets, et organise une rencontre de consultation à cet égard, suite à laquelle les intervenants peuvent fournir des commentaires par écrit.

Tenant compte de ces commentaires, le Transporteur prépare et affiche son Plan préliminaire de transport, qui décrit les investissements majeurs proposés sur un horizon de 10 ans.

Les intervenants peuvent fournir encore une fois des commentaires écrits. Tenant compte de ces commentaires, le Transporteur élabore son Plan final de transport.

9.7 L'intégration des solutions transport et non transport

Dans son Attachment K, la BCTC s'engage à développer des critères de planification, qui seront intégrés dans son Guide de planification, qui précisent **comment les solutions transport et non-transport seront considérés sur un pied d'égalité** dans les études.

Quoique cela ne soit pas exigé par la FERC, cette préoccupation est cohérente avec les principes retenus en les Ordonnances. Il est mentionné, par exemple, dans les premiers paragraphes de l'Ord. 890 :

3. Second, the Final Rule will increase the ability of customers to access new generating resources and promote efficient utilization of transmission by requiring an open, transparent, and coordinated transmission planning process. Transmission planning is a critical function under the pro forma OATT because it is the means by which customers consider and access new sources of energy and have an opportunity to explore the feasibility of non-transmission alternatives. ... (nos soulignés)

D'autres juridictions partagent également cette préoccupation, qui dépasse les exigences de la FERC mais qui n'est pas pour cela moins importante. La Régie n'étant aucunement obligée de suivre les exigences des Ordonnances de la FERC, lorsqu'elle fixe les *Tarifs et conditions* du Transporteur, elle n'est pas non plus limitée par ses Ordonnances. Pour l'aider à identifier l'approche à la planification du transport qui convient le mieux au Transporteur, nous allons décrire brièvement des démarches récentes à l'État de Vermont à cet égard.

En 2003, le Vermont Electric Power Company (VELCO), un transporteur, de concert avec Green Mountain Power Corporation (GMP), un service public intégré, ont proposé une série de modifications importantes au réseau de transport du Vermont, afin de répondre à la croissance de la demande, notamment dans le nord-ouest de l'État. Dans son ordonnance dans ce dossier (Docket 6860), le Public Service Board (PSB) du Vermont a approuvé la demande en janvier 2005.

Dans sa demande, VELCO avait analysé la possibilité d'éviter des ajouts au réseau de transport par différentes combinaisons d'investissements en programmes ciblés d'efficacité énergétique et de production localisée dans la région affectée. Notamment, il avait mandaté un consultant pour évaluer le potentiel de réduction de la demande à la pointe dans la région, qui indiquait un potentiel d'environ 200 MW à l'horizon 2012. Toutefois, selon VELCO, toute solution alternative aurait également requis l'installation d'une certaine capacité en production additionnelle dans la région.

Le PSB a approuvé le projet, en soulignant que celui-ci représentait la solution de moindre coût pour répondre aux besoins identifiés avec un niveau acceptable de fiabilité. Il soulignait que le problème majeur était l'identification d'un promoteur pour les centrales requises.

Although unprecedented in Vermont, the efficiency investments appear feasible and desirable. However, the timely availability of the necessary new generating plants and the facilities to fuel them is *at best* uncertain.⁸⁰ (italiques dans l'original)

Pour cela, le PSB blâmait le processus de planification de VELCO, tant à l'égard de ses efforts de prévision de la demande que de sa volonté de considérer l'ensemble de solutions potentielles suffisamment tôt pour permettre leur réalisation.

In a fifth major point, the Board notes that this case has demonstrated significant flaws in the planning processes at VELCO, the entity that owns and manages bulk transmission facilities in Vermont. Those flaws fall into at least two categories: (i) deficiencies in forecasting expected electricity demand on a seasonal and region-wide level, leading to a need to consider and install new facilities closer to the time that they are essential than desirable; and (ii) deficiencies in the early consideration of a range of feasible alternatives (such as focused intense efficiency efforts), leading to the present situation in which transmission construction must be chosen as the least-cost reliability solution, despite the fact that an earlier, greater, effort at efficiency might have opened up alternatives. In order to make sure that this situation does not recur in the future, the Board is opening a new investigation, focused on improving VELCO's forecasting abilities, translating those improvements into information for the rest of society, and re-considering the least-cost planning and implementation responsibilities of VELCO and its owners.⁸¹

Afin d'éviter que cette situation ne se répète dans l'avenir, le PSB a décidé d'ouvrir une nouvelle enquête (Docket 7081) :

Notwithstanding these conclusions, we are deeply troubled that, in the present case, we have no viable option but to approve a transmission solution for a reliability problem that might have been either deferred or more cost-effectively addressed through demand-side measures or local generation, if there had been sufficient advance planning by VELCO and its owners. To avoid repeating this dilemma in a few short years, we have concluded that we should open a separate investigation into ways to ensure that cost-effective non-transmission alternatives are given full, fair, and timely consideration, and to determine methods for implementing (including funding) those non-transmission alternatives that bear lower societal costs than traditional transmission projects. In deciding to open this investigation, our

⁸⁰ Vermont PSB, Final Order, Docket 6860, 28 jan 2005, p. 5.

⁸¹ Ibid., p. 7.

fundamental goal is to make sure that VELCO does not come to us at the last minute (in terms of the horizon for transmission-system planning) for approval of a project that could have been deferred or displaced by more cost-effective alternatives.⁸²

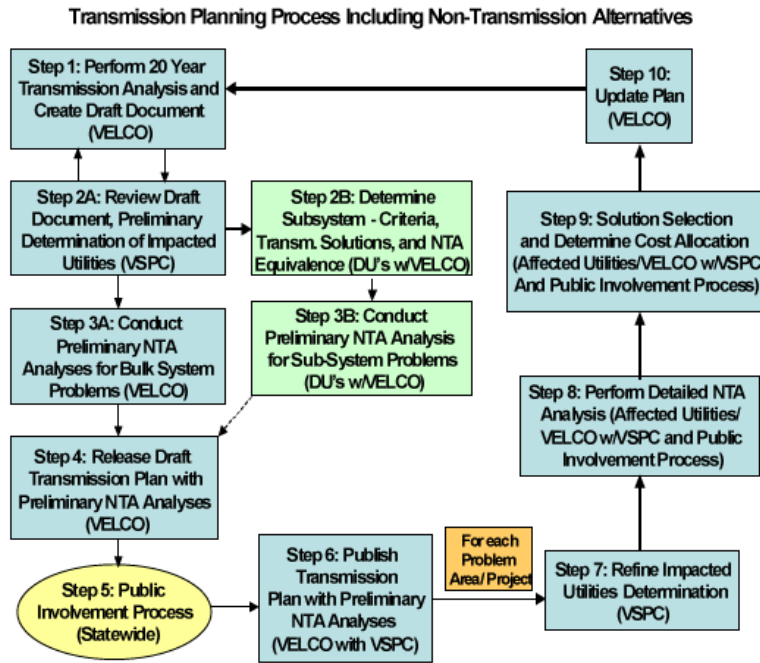
Cette enquête, devenu Docket 7081, s'est terminée en 2007, avec une entente négociée entre les parties et approuvée par le PSB. Cette entente crée, en vertu d'un *Memorandum of Understanding (MOU)* entériné par le PSB, un nouveau processus de planification du réseau de transport pour le Vermont, qui intègre la participation de VELCO, des services publics, des municipalités, du gouvernement, des représentants des différents secteurs de consommateurs, des groupes environnementaux et du public.

We conclude that the MOU significantly enhances the ability of the public to provide input into the selection of options to ensure adequate reliability of the electric system. As the Department notes in its brief, currently the public is solicited for comments on this issue only during the development of the electric distribution utilities' integrated resource plans or during public hearings in the Section 248 process, after the utilities have already selected a preferred option. The MOU provides for a planning process that is substantially more open, both in the greater dissemination of information to the public and in enhanced opportunity for the public to provide input during the planning process.⁸³

Ce nouveau processus de planification est résumé dans le prochain graphique:

⁸² Ibid., p. 11.

⁸³ Vermont PSB, Docket 7081, Final Order, 20 juin 2007, p. 29.



Ses détails de fonctionnement sont explicités dans le MOU.⁸⁴

Notons par ailleurs qu’après la décision finale du Docket 6860, la Législature du Vermont a adopté une loi obligeant VELCO, notamment, à préparer un plan de transport conjointement avec d’autres services publics, après la tenue des audiences publiques. La Loi précise que :

The objective of the plan shall be to identify the potential need for transmission system improvements as soon as possible, in order to allow sufficient time to plan and implement more cost-effective non-transmission alternatives to meet reliability needs, wherever feasible.⁸⁵

Il va de soi qu’aucune telle législation n’est pas en vigueur au Québec. Cela dit, rien n’empêche le Transporteur de s’inspirer des meilleurs pratiques dans nos régions avoisinantes dans l’élaboration de son processus de planification de transport.

⁸⁴ Vermont PSB, Docket 7081, Memorandum of Understanding, 2006.

⁸⁵ Vermont PSB, Docket 7081, Final Order, 20 juin 2007, p. 4.

9.8 *Recommandations*

Pour les raisons décrites ci-dessus, nous ne pouvons accepter les affirmations de M. Rose à l'effet que le système actuel de planification du réseau de transport répond aux exigences de la FERC.

Nous ne partageons pas non plus son opinion, ni celle de son client⁸⁶, à l'effet que la planification ne fait pas partie des exigences de réciprocité de la FERC. Citons à cet égard le paragraphe numéro 3 de l'Ord. 890 :

3. Second, the Final Rule will increase the ability of customers to access new generating resources and promote efficient utilization of transmission by requiring an open, transparent, and coordinated transmission planning process. Transmission planning is a critical function under the pro forma OATT because it is the means by which customers consider and access new sources of energy and have an opportunity to explore the feasibility of non-transmission alternatives. Despite this, the existing pro forma OATT provides limited guidance regarding how transmission customers are treated in the planning process and provides them very little information on how transmission plans are developed. These deficiencies are serious, given the substantial need for new infrastructure in this Nation. We act today to remedy these deficiencies by requiring transmission providers to open their transmission planning process to customers, coordinate with customers regarding future system plans, and share necessary planning information with customers.

À notre avis, un processus similaire à celui requis par la FERC apporterait des bénéfices réels au régime de réglementation du service de transport au Québec, en permettant non seulement aux participants du marché non affiliés de participer pleinement dans la planification du réseau, mais aussi en permettant le Distributeur et les parties intéressées d'aider au Transporteur à identifier des solutions de moindre coût aux besoins liés à la croissance de la charge locale qui n'impliquent pas nécessairement l'ajout de nouveaux actifs de transport.

Nous recommandons donc à la Régie d'entreprendre un débat entre le Transporteur, ses clients et les autres parties intéressées sur la forme que devrait prendre un processus de planification ouvert et transparent, tel que l'exige la FERC pour les transporteurs sous sa juridiction.

Par ailleurs, l'Attachment K de la British Columbia Transmission Corporation (BCTC) demeure un modèle extrêmement intéressant et pertinent pour un tel processus au Québec.

⁸⁶ Voir la page 12, ci-dessus.

Soulignons ici que Powerex Corp. (la filiale commerciale de BC Hydro) a déjà écrit à la FERC pour expliquer les divergences entre autres de son Attachment K et le *pro forma*, où elle explique :

Although BCTC adopted the Commission's general transmission planning process, BCTC did not include the Commission's *pro forma* dispute resolution process in Attachment K of its OATT. Instead, BCTC explained that disputes in the transmission planning process will be addressed and resolved before the BCUC as part of the BCTC capital plan review process or in the BCUC's complaint process⁸⁷.

Il est à prévoir que HQ Energy Services (U.S.) Inc. produira éventuellement une lettre de la même nature, dans laquelle elle devra expliquer non pas les divergences entre l'Annexe K de TransÉnergie et le *pro forma*, mais l'absence totale de cet élément obligatoire de l'OATT.

La FERC a, bien entendu, beaucoup de discrétion, notamment dans ses décisions à l'égard de l'adéquation d'un OATT d'une affiliée étrangère. Son intérêt fondamental est de promouvoir la concurrence pour la desserte du marché américain. Toutefois, dans la mesure où les concurrents d'Hydro-Québec dans le marché américain considèrent que leur exclusion du processus de planification de TransÉnergie crée une discrimination indue en faveur des affiliées du Transporteur, on ne peut présumer que la FERC exercera nécessairement sa discrétion en faveur des affiliées.

Cela est d'autant plus vrai dans les circonstances où un concurrent d'Hydro-Québec qui désire utiliser le réseau de TransÉnergie pour livrer son énergie aux États-Unis, indique publiquement son mécontentement avec son traitement par cette dernière. Newfoundland Labrador Hydro (NLH) a fait des représentations devant la FERC à trois reprises depuis 2008, notamment pour lui faire part de ses plaintes, rejetées par la décision D-2010-053. Plus récemment, NLH a également déposé des commentaires à la FERC concernant le déroulement du présent dossier (joints aux présentes comme Annexe 6). Dans ce contexte litigieux, il serait surprenant si des divergences majeures entre les *Tarifs et conditions* et le *pro forma*, comme par exemple l'absence d'un Attachment K, ne ferait pas l'objet de contestations.

Rappelons à cet égard l'affirmation de M. Rose à l'effet que c'était TransÉnergie qui l'aurait informé que l'Annexe K ne fait pas partie des exigences de réciprocité de la FERC. Il serait intéressant de savoir sur quel fondement cette affirmation a été faite. Découle-t-elle d'une analyse effectuée par le Transporteur lui-même ? Ou par ses affiliées?

⁸⁷ Powerex, lettre du 20 novembre 2009.

Sans avoir vu les analyses en question, nous ne pouvons juger leur bien-fondé. Cela dit, il est surprenant qu'on ne se soit pas prononcé sur cette question avec certitude, puisqu'elle concerne un exercice *futur* de la discrétion qu'exercera un tribunal administratif, soit la FERC.

Si le maintien du *market-based rate authorization* de sa filiale HQ Energy Services (U.S.) Inc. est important pour Hydro-Québec, il serait à notre avis prudent que celle-ci encourage le Transporteur à ouvrir son processus de planification tel que précisé dans les Ordonnances, et à produire une Annexe K en bonne et due forme. Ce faisant, il servira non seulement à ses propres intérêts, mais aussi à l'intérêt public.

10 Appendice C

10.1 Les Ordonnances de la FERC

L'Appendice C-1 des *Tarifs et conditions* précise la méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible. Connue en anglais sous le vocable *Available Transfer Capacity* (ATC), il s'agit d'un élément essentiel dans tout régime d'accès ouvert. Dans son Ordonnance 888, la FERC avait exigé que les transporteurs calculent et affichent leur ATC, tout en laissant chaque transporteur libre de choisir sa propre méthode de calcul⁸⁸. L'opportunité d'exiger, ou non, que l'ensemble des transporteurs sous la compétence de la FERC utilisent une seule et identique méthodologie a été un des thèmes majeurs du dossier menant aux Ord. 890 et al. Comme nous le précisons dans les prochains paragraphes, la FERC a finalement décidé d'exiger une approche uniforme⁸⁹.

Dans l'Ord. 890, la FERC a conclu que le manque de *consistency* et de transparence dans les méthodologies utilisées pour calculer l'ATC créent des opportunités pour la discrimination induite dans l'offre des services de transport d'accès ouvert. Pour y remédier, la FERC a dirigé les services publics sous sa compétence à produire des solutions réalisables et ce, par le biais de deux processus déjà en cours : celui de la North American Reliability Council (NERC) pour fixer les normes de

⁸⁸ Ord. 890, para. 62.

⁸⁹ Dans l'Ord. 890 (para. 208), la FERC refuse de fixer une méthodologie unique pour le calcul de l'ATC, optant plutôt de suivre l'approche de la NERC, qui offre un choix entre trois méthodologies (para. 210). En l'Ord. 890-C, elle indique que la décision finale se fera dans le dossier des normes de fiabilité de la NERC, qui a donné lieu éventuellement à l'Ord. 729 (24 nov 2009), qui adopte ces normes.

fiabilité, et celui de la North American Energy Standards Board (NAESB) pour développer des pratiques d'affaires⁹⁰.

De plus, la FERC a exigé que l'Appendice C de chaque transporteur :

- identifie clairement laquelle des méthodologies approuvées par la NERC elle utilise;
- fournisse une description détaillée de l'algorithme utilisé pour calculer l'ATC ferme et non ferme, pour les horizons de *scheduling* (jour avant et temps réel), opérationnel (jour avant et cédules préliminaires) et de planification;
- inclue un diagramme du *process flow*;
- fournisse une définition détaillée de chaque élément de l'ATC ainsi qu'une explication détaillée de la dérivation de chacun; et
- documente le processus utilisé pour coordonner les calculs d'ATC avec les voisins.

Selon l'Ord. 890, les normes de fiabilité de la NERC devaient remédier au manque de *consistency* et de transparence dans les méthodologies utilisées pour calculer l'ATC qui créent des opportunités pour la discrimination induite. Dans son Ordonnance 890-C, la FERC précise l'acheminement de ces normes⁹¹. Elle précise que, depuis l'émission de l'Ord. 890-B, la NERC avait soumis à la FERC les six normes de fiabilité devant gouverner le calcul de l'ATC, et que, simultanément à l'émission de l'Ord. 890-C (le 19 mars 2009), la FERC émettait une Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) pour les approuver. Cette NOPR s'intitule : *Mandatory Reliability Standards for the Calculation of Available Transfer Capacity, Capacity Benefit Margins, Transmission Reliability Margins, Total Transfer Capacity and Existing Transmission Commitments and Mandatory Reliability Standards for the Bulk-Power System* (RM08-19-000).

Ce dossier sur les normes de fiabilité a, par la suite, donné lieu à une *Final Rule* émise le 24 novembre 2009 (Order 729), qui approuve les normes de fiabilité pour le calcul transparent de l'ATC (les *MOD Reliability Standards*).

⁹⁰ Ord. 890-A, paragraphe 39.

⁹¹ Order 890-C, paragraphe 10.

Dans son introduction à l'Ord. 729, la FERC indique clairement que les mêmes méthodologies de calcul de l'ATC servent à fixer les normes de fiabilité, d'une part, et les tarifs de transport pour un accès ouvert (OATT), de l'autre.

2. In Order No. 890, the Commission found that the lack of a consistent and transparent methodology for calculating available transfer capability is a significant problem because the calculation of available transfer capability, which varies greatly depending on the criteria and assumptions used, may allow the transmission service provider to discriminate in subtle ways against its competitors.⁹² In Order No. 693⁹³, the Commission reiterated its concerns expressed in Order No. 890 and stated that available transfer capability raises both comparability and reliability issues, and that it would be irresponsible to require consistency in the available transfer capability calculation without considering the reliability impact of those decisions.⁹⁴ The calculation of available transfer capability is one of the most critical functions under the open access transmission tariff (OATT) because it determines whether transmission customers can access alternative power supplies. Improving transparency and consistency of available transfer capability calculation methodologies will eliminate transmission service providers' wide discretion in calculating available transfer capability and ensure that customers are treated fairly in seeking alternative power supplies. The Commission believes that the Reliability Standards approved here address the potential for undue discrimination by requiring industry-wide transparency and increased consistency regarding all components of the available transfer capability calculation methodology and certain definitions, data, and modeling assumptions.

3. The Commission approves the Reliability Standards filed by NERC in this proceeding as just, reasonable, not unduly discriminatory or preferential, and in the public interest.⁹⁵ These Reliability Standards represent a step forward in eliminating the broad discretion previously afforded transmission service providers in the calculation of available transfer capability. The approved Reliability Standards will enhance transparency in the calculation of available transfer capability, requiring transmission operators and transmission service providers to calculate available transfer capability using a specific methodology that

⁹² Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service, Order No. 890, 72 FR 12266 (Mar. 15, 2007), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,241 (2007), order on reh'g, Order No. 890-A, 73 FR 2984 (Jan. 16, 2008), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,261 (2007), order on reh'g, Order No. 890-B, 123 FERC ¶ 61,299 (2008), order on reh'g, Order No. 890-C, 126 FERC ¶ 61,228 (2009).

⁹³ L'Ord. 693 approuvait 83 des 107 normes de fiabilité proposées par la NERC. En même temps, elle ordonnait à la NERC de modifier 9 des 10 normes « MOD » en conformité avec les exigences de l'Ord. 890.

⁹⁴ Mandatory Reliability Standards for the Bulk-Power System, Order No. 693, 72 FR 16416 (Apr. 4, 2007), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,242, at P 1022 (2007), order on reh'g, Order No. 693-A, 120 FERC ¶ 61,053 (2007).

⁹⁵ 16 U.S.C. 824o(d)(2).

is both explicitly documented and available to reliability entities who request it.⁹⁶ The approved Reliability Standards also require documentation of the detailed representations of the various components that comprise the available transfer capability equation, including the specification of modeling and risk assumptions and the disclosure of outage processing rules to other reliability entities. These actions will make the processes to calculate available transfer capability and its various components more transparent, which in turn will allow the Commission and others to ensure consistency in their application. By promoting consistency, standardization and transparency, these Reliability Standards enhance the reliability of the Bulk-Power System⁹⁷.

Dans ces paragraphes, la FERC s'exprime de façon non ambiguë à l'effet que les méthodologies de calcul de l'ATC proposées par la NERC dans le cadre de ses responsabilités par rapport à la fiabilité du réseau s'appliquent également dans le cadre des tarifs de transport (OATT) gouvernés par les Ordonnances 890 et al.

La FERC explique la relation entre ces deux processus réglementaires encore plus clairement un peu plus loin dans l'Ord. 729:

4. On February 16, 2007, the Commission issued Order No. 890, which addressed and remedied opportunities for undue discrimination under the pro forma OATT adopted in Order No. 888. Among other things, the Commission required industry-wide consistency and transparency of all components of available transfer capability calculation and certain definitions, data and modeling assumptions. The Commission concluded that the lack of industry-wide criteria for the consistent calculation of available transfer capability poses a threat to the reliable operation of the Bulk-Power System, particularly with respect to the inability of one transmission service provider to know with certainty its neighbors' system conditions affecting its own available transfer capability values. As a result of this reliability concern, the Commission found that the proposed available transfer capability reforms were also supported by FPA section 215, through which the Commission has the authority to direct the ERO to submit a Reliability Standard that addresses a specific matter.⁹⁸ Thus, the Commission in Order No. 890 directed industry to develop Reliability Standards, using the

⁹⁶ Reliability entities include: transmission service providers, planning coordinators, reliability coordinators, and transmission operators as those entities are defined in the NERC Glossary of Terms Used in Reliability Standards (Glossary), (Effective February 12, 2008), available at: http://www.nerc.com/docs/standards/rs/Glossary_12Feb08.pdf. Standards adopted by the North American Energy Standards Board (NAESB) govern disclosure of this information to other entities. The Commission accepts the associated NAESB business practices in a Final Rule issued concurrently in Docket No. RM05-5-013. See Standards for Business Practices and Communication Protocols for Public Utilities, No. 676-E, 129 FERC ¶ 61,162 (2009).

⁹⁷ Ord. 729.

⁹⁸ FPA section 215(d)(5). 16 U.S.C. 824o(d)(5).

ERO's Reliability Standards development procedures, that provide for consistency and transparency in the methodologies used by transmission owners to calculate available transfer capability.

Il va de soi que la « industry-wide consistency and transparency of all components of available transfer capability calculation » inclut tant l'aspect fiabilité (les normes de fiabilité, Ord. 729) que l'aspect tarifaire (Ord. 890). C'était précisément dans l'Ord. 890 que la FERC a mandaté le développement de ces normes de fiabilité.

Pour cette raison, il est également évident que les méthodologies reliées aux calculs de l'ATC, une fois en vigueur à titre de normes de fiabilité, seront aussi nécessairement obligatoires dans les Appendice C de chaque transporteur. Autrement, un transporteur aura deux méthodologies différentes pour le calcul de l'ATC, une qu'il utilise afin de respecter les normes de fiabilité, et une autre afin de fixer les capacités à afficher sur OASIS pour les utilisateurs du réseau. Étant donné que c'est le même régulateur, la FERC, qui est responsable des deux processus, une telle dualité serait absurde.

Il en découle que les méthodologies de calcul de l'ATC qui sont devenues obligatoires en vertu de l'Ord. 729 (et 729-A, qui l'a suivi le 5 mai 2010) font implicitement partie de la mise à jour du formulaire de la FERC, entamé dans l'Ord. 890 et al.

Il est donc surprenant que, dans la mise à jour de ce dossier en date du 28 juin 2010, le Transporteur ne fait aucune mention de ces normes ou de l'Ordonnance 729, émise le 24 novembre 2009. Il est encore plus surprenant que le Transporteur ait refusé de répondre aux questions 12.1, 12.1.1, 12.2, 31.3, 31.3.1 et 31.3.2 de notre dernière demande des renseignements⁹⁹. Ainsi, il a refusé d'indiquer si les calculs d'ATC, TTC, CBM et TRM présentés à sa fiche sur l'Appendice C-1 sont cohérents avec les normes approuvées à cet égard dans l'Ord. 729. Il a de plus refusé d'expliquer pourquoi il ne croit pas qu'il est opportun de se conformer à ces normes, en mentionnant seulement que ces normes seront déposées ultérieurement pour adoption par la Régie, selon la décision qui sera rendue dans le dossier R-3699-2009100. Il a également refusé de permettre son expert Philip Q. Hanser d'indiquer si l'Appendice C-1 est en conformité avec les normes de fiabilité MOD

⁹⁹ HQT-29, doc. 6, pages 19 et 20.

¹⁰⁰ Ibid., réponse 12.1.

retenues par la FERC dans l'Ord. 729, et sinon, quels éléments devraient être modifiés pour le rendre conforme.

Subséquentement, en conformité avec la décision D-2010-080, M. Hanser a répondu à comme suit :

R31.3R

Yes. As stated in FERC Order 729 at paragraph 41, 'Transmission reliability margin is transfer capability set aside to mitigate risks to operations, such as deviations in dispatch, load forecast, outages, and similar such conditions' which is consistent with the definition above. (Note also that the HQT definition is consistent with NERC's definition. See NERC Glossary.) It is also worth noting in this regard that the FERC has indicated that the MOD Reliability Standards do not become effective until April 1st, 2011(http://www.nerc.com/filez/standards/Mandatory_Effective_Dates_United_States.html) thus my assessment is contingent on any changes that HQT may make to comply with those standards.

Cette réponse est en quelque sorte mystifiante. Il est vrai que la définition de TRM fournie par la FERC se trouve à l'intérieur de l'Appendice C-1 de TransÉnergie, mais, comme nous le démontrons plus loin, le calcul utilisé pour fixer le TRM selon le même document ne fait aucunement appel à cette définition. Qui plus est, les méthodologies de calcul exigées par l'Ord. 729 — de l'ATC et du TRM, notamment — sont simplement absentes de l'Appendice C-1 proposée par le Transporteur.

Le dossier R-3699-2009 porte sur la « *Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateurs de la fiabilité au Québec visant l'adoption des normes de fiabilité et l'approbation des registres identifiant les entités et les installations visées par les normes et le guide de sanctions* ». Dans ce dossier, déposé le 2 juin 2009, Hydro-Québec TransÉnergie dans son rôle de Contrôle des mouvements d'énergie (HQCMÉ) a demandé l'adoption des 95 normes de fiabilité approuvées par la FERC dans l'Ord. 693 (CHECK) du 19 mars 2009¹⁰¹. Une preuve amendée a été déposée le 6 octobre 2009, et d'autres documents ont été révisés le 5 et le 23 novembre 2009. D'autres documents révisés ont été déposés le 3 août 2010, mais la lettre de dépôt ne fait aucune mention ni de l'Ord. 729 du 24 novembre 2009 ni des normes MOD. Ainsi, à notre connaissance, ce dossier n'a pas été mis à jour pour tenir compte de l'approbation des normes de fiabilité reliées aux méthodologies de calcul de l'ATC dans l'Ord. 729.

¹⁰¹ R-3699-2009, HQCMÉ-1, doc. 1, p. 28.

Il est opportun ici de mentionner que, dans l'Ord. 729-A émise le 5 mai 2010, la FERC a revu le calendrier d'implantation de ces normes de fiabilité. Dans l'Ord. 729, celle-ci avait précisé que les MOD Reliability Standards entreraient en vigueur au début du premier trimestre calendrier douze (12) mois après l'approbation de ces normes par toute entité réglementaire pertinente. Ce calendrier a été modifié dans l'Ord. 729-A, et dans l'Ord. 729-B, la FERC a finalement indiqué que ces normes deviendront obligatoires le 1er avril 2011¹⁰². Dans cette même ordonnance, FERC précise que les modifications nécessaires aux Appendices C des OATT des transporteurs devront être déposées 90 jours avant cette date, soit le 1^{er} janvier 2011.

Il semble donc que HQT envisage les démarches suivantes :

- Attendre la décision de la Régie dans le dossier R-3699-2009, sur les 95 normes déposées en mars 2009;
- Déposer un nouveau dossier HQCMÉ pour faire approuver par la Régie les nouvelles normes, dont les normes MOD approuvées par la FERC en 2009 dans l'Ord. 729;
- Une fois ces normes de fiabilité approuvées par la Régie, demander la modification équivalente de l'Appendice C-1 des *Tarifs et conditions* du Transporteur.

Il n'est pas difficile de comprendre la logique procédurale qui sous-tend cette approche. Aux États-Unis, les normes de fiabilité MOD pour le calcul de l'ATC ont été adoptées d'abord dans un contexte de fiabilité, et ensuite intégrées dans les OATT.

Toutefois, il est difficile de voir comment un tel calendrier d'approbation sert les intérêts du Transporteur de modifier ses *Tarifs et conditions* en fonction des Ord. 890 et al., ni au calendrier réglementaire de la Régie. Selon cette approche, dès que la décision sera rendue dans le dossier R-3699-2009, HQCMÉ déposera un nouveau dossier pour l'examen des normes MOD, que la Régie devra étudier probablement en 2011. Suivant sa décision dans ce dossier futur, HQT reviendra encore une fois pour mettre à jour les méthodologies de calcul de l'ATC dans ses *Tarifs et conditions* — probablement en 2012.

¹⁰² Ord. 729-B, paragraphe 13. Il est intéressant de noter que la modification du calendrier d'implantation découle de l'incertitude quant aux régulateurs canadiens. « It is unclear whether and when the Canadian provinces will act on these MOD Reliability Standards » (para. 14).

Comme nous l'avons discuté dans la section 4 ci-dessus, il n'est toujours pas très clair si la présente demande est justifiée en fonction des exigences de réciprocité ou simplement afin d'offrir aux clients un contexte commercial conforme à celui des réseaux avoisinants. Dans un cas comme dans l'autre, il serait clairement avantageux d'adopter les méthodologies de calcul de l'ATC déjà approuvées par la FERC le plus tôt possible et non pas en retarder indument leur adoption.

Il est donc difficile de voir comment l'efficacité du processus réglementaire serait servie en approuvant dans ce dossier des modifications importantes à l'Appendice C, tout en sachant qu'elles seront remplacées à brève échéance par des méthodologies complètement différentes. Étant donné que ces nouvelles méthodologies sont déjà finalisées et approuvées, il serait mieux de les traiter directement dans le présent processus. Rappelons que la Régie a décrit les objectifs de ce dossier comme suit¹⁰³ :

Dans cette demande, le Transporteur propose à la Régie d'approuver certaines modifications au texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*² (Tarifs et conditions) afin de l'adapter au contexte commercial prévalant en Amérique du Nord et de mieux répondre aux attentes de sa clientèle. Entre autres, le Transporteur fait référence à l'adoption, par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), des ordonnances 890 et 890A.

Par ailleurs, dans sa décision D-2010-058, la Régie a permis « une mise à jour du présent dossier pour tenir compte de l'évolution de la situation, eu égard, notamment, aux ordonnances 890-C et 890-D de la FERC ». Il aurait donc été tout à fait approprié de modifier l'Appendice C en fonction des ordonnances de la FERC discutées ci-dessus.

Même en faisant abstraction de la question de réciprocité, il est clair que le contexte commercial prévalant en Amérique du Nord se basera, à partir du 1^{er} avril 2011, sur les normes MOD pour le calcul de l'ATC. Il aurait donc avoir été préférable de les examiner dans le cadre de la présente audience.

¹⁰³ D-2009-08, page 2.

10.1.1 Les méthodologies de calcul d'ATC requises par la FERC

Les normes de fiabilité MOD développées par la NERC en réponse aux exigences de l'Ord. 890 et subséquemment approuvées par la FERC dans l'Ord. 729 sont les suivantes¹⁰⁴ :

- MOD-001-01 - Available Transmission System Capacity
- MOD-004-01 – Capacity Benefit Margin (CBM) Methodology
- MOD-008-01 – Transmission Reliability Margin (TRM) Calculation Methodology

Par ailleurs, MOD-001-01 est une norme « parapluie », qui exige que les transporteurs choisissent entre les trois normes suivantes pour le calcul de l'ATC¹⁰⁵ :

- MOD-028-1 – Area Interchange Methodology
- MOD-029-1 – Rated System Path Methodology
- MOD-030-2 – Flowgate Methodology

Contrairement aux méthodologies utilisées auparavant, la norme MOD-001-01 exige l'utilisation d'une méthodologie spécifique, qui est documentée et transparente. Selon la NERC, cela empêche le transporteur de calculer les capacités à rendre disponible aux utilisateurs tiers du réseau avec des hypothèses plus conservatrices que celles utilisées pour la planification du réseau, d'une part, ou pour la service de la charge locale, de l'autre¹⁰⁶.

La méthodologie MOD-01-01 inclut les neuf exigences suivantes¹⁰⁷ :

- R1 – de choisir une des trois méthodologies mentionnées ci-dessus pour chaque horizon temporel (horaire, journalier, mensuel)

¹⁰⁴ Ord. 729, para. 13.

¹⁰⁵ Ibid., para. 14.

¹⁰⁶ Ibid., para. 20.

¹⁰⁷ Ibid., para. 22 à 24.

- R2 – de recalculer l'ATC chaque heure pour les prochaines 48 heures; quotidiennement pour les prochains 31 jours, et mensuellement pour les prochains 12 mois.
- R3 – de maintenir à jour un document qui explique, entre autres, les méthodologies choisies
- R4 – d'aviser certaines entités de tout changement dans ce document
- R5 – de le rendre disponible à ces mêmes entités
- R6 – d'utiliser dans le calcul du TTC des hypothèses pas plus limitantes que celles utilisées dans la planification de ses opérations
- R7 - d'utiliser dans le calcul de l'ATC des hypothèses pas plus limitantes que celles utilisées dans la planification de ses opérations
- R8 – de recalculer l'ATC à un intervalle prédéterminé
- R9 – d'initier une réponse pour données issue d'un autre transporteur, opérateur or coordinateur dans les 30 jours.

10.1.2 Les méthodologies de calcul du TRM

MOD-008-01 (Transmission Reliability Margin (TRM) Calculation Methodology) définit la méthodologie de calcul du TRM. L'utilisation du TRM n'est pas obligatoire, mais pour les transporteurs qui l'utilisent, ses exigences le sont. MOD-008-001 n'est pas d'une méthodologie unique, mais plutôt d'une série d'exigences pour toute méthodologie de calcul de TRM.

Au cœur de la norme MOD-008-001 il y a l'exigence à l'effet que le Transporteur doit préparer un document qui explique comment le TRM tient compte des risques précis comme les incertitudes de prévisions de la demande (agrégées) et de distribution de la charge, ainsi que celles reliées à la topologie du réseau. La norme précise également que seulement les risques mentionnés en R1 peuvent être inclus dans le TRM, en excluant ceux qui font partie du Capacity Benefit Margin, et qu'il doit être recalculé, selon les méthodes décrites dans le document, au moins chaque treize (13) mois.

10.2 La méthodologie proposée par HQT

L'Appendice C en vigueur ne consiste qu'en une description générale de la méthodologie pour évaluer la capacité de transport disponible¹⁰⁸. Le texte proposé pour l'Appendice C-1 dans ce dossier est donc entièrement nouveau.

Le Transporteur indique qu'il propose d'ajouter une méthodologie plus explicite pour évaluer la capacité de transfert disponible.

Cette méthodologie satisfait les critères énoncés dans l'ordonnance no 890, et notamment dans l'appendice C du tarif *pro forma* qui en découle, en vue d'offrir une plus grande uniformité et transparence pour le calcul de cette capacité¹⁰⁹.

Le Transporteur n'a pas cru bon de modifier cet énoncé dans sa preuve amendée du 23 juin 2010.

Soulignons que, malgré le fait que la fiche amendée sur cet appendice fait référence aux paragraphes 3 à 10 de l'Ord. 890-C, la preuve du Transporteur ne fait aucune mention des six (6) normes de fiabilité concernant le calcul de l'ATC, discutées ci-dessus, qui sont identifiées au paragraphe 10 de cette dernière ordonnance.

La méthodologie présentée à l'Appendice C-1 est également discutée, quoique très brièvement, dans le rapport de M. Hanser, aux paragraphes 24 à 28. M. Hanser fait ressortir surtout le fait que la méthodologie du Transporteur ne fait pas appel à une modélisation simultanée de l'ensemble de ses interconnexions. Il considère plutôt que l'approche retenue par HQT est simplement d'adopter l'estimation d'ATC de ses réseaux voisins pour chacune de ses interconnexions, sans expliquer en détail le mécanisme proposé pour le faire.

Toutefois, l'étude du texte proposé démontre que le Transporteur propose d'utiliser le Transmission Reliability Margin (TRM) afin de faire en sorte que son ATC reflète celui des réseaux avoisinants.

Le calcul proposé pour l'ATC_{FERME} est le suivant :

¹⁰⁸ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3706-09/PiecesRevHQT_3706-09/B-37_HQT-12Doc4-REV_3706_07avril10.pdf

¹⁰⁹ HQT-1, doc. 1, p. 12.

$$ATC_{\text{FERME}} = TTC - ETC_{\text{FERME}} - \text{CBM} - \text{TRM}_{\text{FERME}} + \text{PBR}^{110}$$

Étant donné que le Transporteur n'utilise pas le CBM (*Capacity Benefit Margin*) et en présumant qu'il n'y a pas de Postbacks (PBR), on voit que :

$$ATC_{\text{FERME}} = TTC - ETC_{\text{FERME}} - \text{TRM}_{\text{FERME}},$$

où TTC représente le *Total Transfer Capacity* et ETC représente *Existing Transmission Commitments*.

Selon le texte du *pro forma* de la FERC, qui demeure également dans l'Appendice C-1 proposé, TRM est défini comme suit :

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 externes au Transporteur (retraits d'équipements, conditions d'exploitation et limites de réseau) qui influencent les capacités de transfert des réseaux voisins.

Il précise aussi :

¹¹⁰ Appendice C-1, section 1.

ii) Méthodologie de calcul de la TRM

En général, les TRM sont basées sur l'historique des écarts prévisionnels. Sur les interconnexions où les demandes de service de transport peuvent entraîner des changements de configuration de réseau, les TRM sont des valeurs fixes établies en fonction des configurations possibles.

Ainsi, la définition indique que le TRM est un facteur qui permet des ajustements pour compenser des imprécisions dans la prévision de la capacité de transfert, dues notamment aux facteurs techniques tels la température, le voltage, etc. La section sur la méthodologie précise que ces facteurs sont généralement basés sur l'historique d'écarts prévisionnels.

Cependant, à ces paragraphes standards empruntés du *pro forma*, le Transporteur ajoute des précisions qui en réalité n'ont rien à voir avec la signification normale de ces termes. On rajoute à la section sur la définition le paragraphe suivant :

Pour les interconnexions où la capacité de transfert ferme est coordonnée entre le réseau du Transporteur et un réseau voisin, la définition de la TRM correspond à la plus élevée des deux valeurs suivantes : (1) la TRM du réseau voisin, et (2) la TRM du Transporteur.

Et on rajoute à celle sur la méthodologie, le paragraphe suivant :

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

Ainsi, on adopte la forme de l'Appendice requise par le *pro forma*, tout en substituant un contenu qui ne s'y rattache pas.

Dans une réponse aux DDR, M. Hanser précise que, selon lui, ce dernier paragraphe équivaut à l'expression suivante :

$$\text{TRM}_{\text{HQT}} = \text{TTC}_{\text{neighbour}} - (\text{ATC}_{\text{neighbour}} + \text{ETC}_{\text{neighbour}})^{111}$$

Étant donné que le texte fait référence aux « capacités totales de transfert **du Transporteur** », la formule devrait utiliser TTC_{HQ} plutôt que $\text{TTC}_{\text{neighbour}}$. Toutefois, M. Hanser affirme que le TTC calculé par HQT est égal au TTC des réseaux voisins¹¹². Le bien-fondé de cette affirmation est loin d'être évident, étant donné les multiples intrants au calcul du TTC identifiés la section 3a (pages 201 à 205) de l'Appendice C-1.

Par ailleurs, il n'est pas du tout clair comment cette formule permet à la définition du TRM de correspondre « à la plus élevée des deux valeurs suivantes : (1) la TRM du voisin, et (2) la TRM du Transporteur », tel que l'indique le passage précité.

En substituant cette dernière expression pour TRM dans la première équation à la page 83, on obtient :

$$\text{ATC}_{\text{HQT}} = \text{TTC}_{\text{HQT}} - \text{ETC}_{\text{HQT}} - (\text{TTC}_{\text{neighbour}} - (\text{ATC}_{\text{neighbour}} + \text{ETC}_{\text{neighbour}})),$$

En présumant, selon M. Hanser, que :

$$\text{TTC}_{\text{HQT}} = \text{TTC}_{\text{neighbour}},$$

on obtient :

$$\text{ATC}_{\text{HQT}} = - \text{ETC}_{\text{HQT}} + \text{ATC}_{\text{neighbour}} + \text{ETC}_{\text{neighbour}},$$

Finalement, en présumant que les *Existing Transmission Commitments* d'HQT sont identiques à ceux du réseau voisin, ce qui devrait normalement être le cas, on obtient :

$$\text{ATC}_{\text{HQT}} = \text{ATC}_{\text{neighbour}}$$

Ainsi, la méthode du Transporteur équivaut simplement à adopter l'ATC du réseau voisin.

¹¹¹ HQT-29, doc. 6, page 41, R29.1.

¹¹² Ibid., p. 42, R30.1.

Deux questions se posent cependant. Premièrement, si le but de l'exercice est simplement d'adopter les ATC affichés par les réseaux voisins, pourquoi pas le dire directement? Pourquoi l'incorporer dans une formule qui donne l'impression que l'ATC est calculé en fonction des paramètres comme le TTC, ETC et TRM d'HQT ? Et pourquoi suggérer que le TRM « quantifie les imprécisions associées au calcul des capacités de transfert anticipées », dues entre autres à « la charge sur le réseau, la température de l'air ambiant, la tension d'exploitation du réseau d'interconnexion », etc., quand en réalité son calcul n'a rien à voir avec ces paramètres?

La stratégie empruntée par HQT ici ressemble à celle qu'on retrouve dans les Annexes 4 et 5, décrite dans notre autre rapport d'expertise dans le présent dossier¹¹³. Dans les deux cas, HQT propose des textes pour ses *Tarifs et conditions* qui empruntent la plupart des phrases et paragraphes qui se trouvent dans le *pro forma* de la FERC, mais avec des ajouts qui en modifient substantiellement la logique intérieure. Ainsi, le texte proposé semble, à première vue, être tiré du *pro forma*, alors qu'en réalité il propose une approche totalement différente.

Il est difficile de comprendre la raison d'être d'une telle approche. À notre avis, il serait préférable d'inscrire dans les *Tarifs et conditions* uniquement les éléments pertinents à l'approche retenue, en excluant tout passage tiré du *pro forma* qui n'est pas cohérent avec lui.

Cela dit, un deuxième problème se présente avec la formulation présentée. Il est sans doute vrai que le réseau d'HQT est planifié pour qu'il n'y ait pas de la congestion. Il peut toutefois arriver, par exemple en raison de l'indisponibilité de certains actifs de transport, que la capacité de transfert dans le réseau québécois soit réduite. Dans un tel cas, le TTC du côté québécois pour un chemin donné seraient probablement moins que le TTC estimé du côté du réseau voisin. Il n'est pas clair comment, dans une telle situation, la formule proposée par HQT serait appliquée.

10.3 Recommandation

Pour des raisons expliquées aux sections 10.1 et 10.1.1, HQT aura nécessairement à modifier éventuellement sa méthodologie de calcul de l'ATC pour se conformer aux normes de fiabilité de la

¹¹³ Raphals, P. La proposition du Transporteur concernant les Services de compensation des écarts de livraison et de réception, version rév. Du 23 septembre 2010.

NERC. Étant donné que ces normes sont déjà connues, il aurait été souhaitable qu'HQT les intègre dans ses *Tarifs et conditions* dès le présent dossier.

Par ailleurs, étant donné que l'utilisation de ces normes pour le calcul de l'ATC sera obligatoire à partir du 1^{er} avril 2010, et donc qu'elles seront obligatoirement intégrées dans les OATT des transporteurs américains, l'ajout de l'Appendice C-1 tel que proposé est essentiellement futile. Aucune raison n'a été avancée pour le promulguer autre que pour démontrer la conformité avec l'Ordonnance 890. Toutefois, même si cet appendice aurait été en conformité avec l'Ord. 890 avant l'adoption de l'Ord. 729 — ce qui est douteux — elle ne le sera certainement plus après le 1^{er} janvier 2011.

Notons par ailleurs que la British Columbia Transmission Corporation, dans sa demande du 21 novembre 2008 de modification de son OATT en harmonisation avec l'Ord. 890, a proposé d'attendre la décision finale de la FERC avant de proposer des amendements à son Attachment C.

N'étant qu'une harmonisation incomplète avec l'Ord. 890, au sans autre but, nous suggérons à la Régie de refuser l'ajout de l'Appendice C-1 proposé par HQT, et plutôt de lui demander de soumettre une nouvelle version qui sera en conformité avec les normes de fiabilité de la NERC et ce, le plutôt possible.

11 Résumé des recommandations

Voici un résumé des recommandations que nous avons formulées sur les six thèmes traités dans la présente expertise :

11.1 La réciprocité

Les réponses fournies par HQT à nos demandes de renseignements semblent indiquer que celui-ci ne bénéficie d'aucun droit de réciprocité auprès de la FERC. Toutefois, les représentations d'HQ Energy Services (U.S.) Inc. devant la FERC semblent indiquer le contraire. Les réponses du Transporteur semblent également suggérer que celui-ci n'est pas préoccupé par l'acceptabilité de ses *Tarifs et conditions* aux yeux de la FERC. Notons par ailleurs que ni Hydro-Québec Production ni aucune de ses filiales ne se sont présentées à titre d'observateur ni de participant dans la présente audience.

Il est décevant de constater que, plus que deux ans après le dépôt de la requête R-3669-08, cette confusion demeure. Nous espérons que le Transporteur clarifiera ses positions en audience.

Conséquemment, et sous réserve des représentations ultérieures du Transporteur, nous sommes d'avis que la Régie ne devrait pas approuver une modification sur la base de l'unique motif de la conformité avec les Ordonnances. Une modification ne devrait être acceptable que si, au-delà de la conformité, elle améliore concrètement le régime réglementaire applicable au Transporteur, et est d'intérêt public pour le Québec.

11.2 Le plafond sur le prix de cession ou de revente de capacité de transport

HQT propose de modifier l'art. 23.1 en conformité avec les Ordonnances, afin de suspendre le plafond de prix pour la cession ou la revente de capacité de transport jusqu'au 1^{er} octobre 2010.

Toutefois :

- La motivation principale pour la FERC concerne les phénomènes de congestion et de sous-investissement, problèmes majeurs aux États-Unis qui n'affectent pas le Transporteur.
- La FERC justifie ce changement en constatant que le marché secondaire du transport aux États-Unis est suffisamment compétitif pour empêcher tout exercice de *market power*, mais la Régie n'a jamais fait un tel constat par rapport à ce marché au Québec.
- La FERC a pris soin, dans l'Ord. 890-A, de préciser que la suppression du prix plafond a pour unique but d'accommoder la période d'étude de deux ans se terminant le 1^{er} mai 2010, mais la Régie n'a jamais indiqué qu'elle entend procéder à une telle étude. Cette période s'est déjà terminée et, selon l'Ord. 890-A, les prix plafond seront déjà rétablis aux États-Unis avant même le début des audiences orales dans le présent dossier.
- Le Transporteur n'a pas démontré que le développement d'un marché secondaire comportera des bénéfices réels au Québec.
- La Régie n'a jamais constaté que le prix plafond de l'art. 23.1 n'est pas juste et raisonnable, et le Transporteur ne propose aucun motif pouvant justifier un tel constat.

Il n'y a donc aucune raison de modifier l'art. 23.1 tel que le propose le Transporteur. Dans l'éventualité où la FERC décide d'enlever les prix plafond pour le marché secondaire aux États-Unis ultérieurement, la Régie pourra étudier la pertinence et l'opportunité de le faire aussi au Québec, en tenant compte de l'ensemble des conséquences envisageables.

Nous recommandons donc que la Régie rejette les modifications à l'art. 23.1 proposées par le Transporteur.

11.3 La désignation des ressources pour desservir la charge locale

La FERC exige une série de modifications à son *pro forma OATT* concernant la désignation des ressources pour le service en réseau intégré. HQT propose de faire ces modifications à ses *Tarifs et conditions*, ainsi que des modifications parallèles dans les dispositions concernant le service fourni à la Charge locale (Partie IV). Ces modifications exigent d'une part la production d'une déclaration signée de la part du Distributeur à l'effet que ces ressources désignées respectent les règles qui s'y appliquent, dont notamment la prohibition contre les ventes fermes à des tiers. Elles précisent également les modalités de la suppression temporaire des ressources désignées.

Par ailleurs, il semble clair que la pratique actuelle du Transporteur et/ou de ses affiliées ne respecte pas les dispositions en vigueur concernant la désignation des ressources. **Avant d'amender ces dispositions pour les rendre encore plus contraignantes, par exemple avec l'exigence d'une déclaration signée, la Régie devrait mettre en place un régime de contrôle qui s'assure que ces dispositions seront respectées.**

Si, par contre, la Régie conclut que, dû aux particularités du réseau du Transporteur, la prohibition sur les ventes fermes à partir des centrales désignées n'est pas justifiée, elle devrait supprimer cette prohibition entièrement (notamment de l'art. 38.1), plutôt que de la renforcer comme le font les modifications proposées.

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

Dans la mesure où le Transporteur acquiert l'ensemble de ses services complémentaires d'HQP, la modification proposée risque de n'avoir aucune conséquence réelle.

Une étude complète de la question comportera deux sous-questions distinctes :

4. Est-ce qu'un client du service de point à point qui désire fournir lui-même l'un ou l'autre des services complémentaires peut le faire par le biais des ressources autres que la production ?

5. Est-ce que des ressources autres que la production devront pouvoir offrir des services complémentaires sur une base comparable à celle qui existe pour la production, c'est-à-dire sur une base comparable à HQP ?

À notre connaissance, la Régie ne s'est jamais penchée sur la fourniture des services complémentaires. Existe-t-il une raison qui justifie que ces services soient fournis au Transporteur uniquement par Hydro-Québec Production ? HQT devrait-il ouvrir son processus d'acquisition des services complémentaires à d'autres fournisseurs, y compris ceux offrant des services fournis par des ressources autres que la production ? Si oui, comment ces acquisitions devraient-elles être choisies et gérées ?

Les réponses à ces questions dépassent certainement le cadre de la présente audience. **Toutefois, pour donner substance à la modification proposée, qui autrement risque de n'avoir aucun effet réel, il serait souhaitable que la Régie étudie cette question lors de la prochaine cause tarifaire. Cela dit, nous n'avons aucune objection à ce que les modifications demandées aux Annexes 2, 3, 6 et 7 soient acceptées.**

11.5 Le droit de renouvellement

Dans l'Ord. 890, la FERC modifie son *pro forma OATT* pour faire en sorte que l'exercice d'un droit de renouvellement ou de préemption soit limité aux clients ayant un contrat d'une durée d'au moins cinq (5) ans. HQT propose de faire les modifications correspondantes à ses *Tarifs et conditions*.

Nous partageons l'avis du Transporteur qu'il y a lieu de retenir cette modification. D'une part, le droit de renouvellement en vertu des dispositions existantes crée effectivement des obligations non justifiées auprès du Transporteur. D'autre part, il empêche les autres participants d'avoir accès à ces capacités jusqu'à la dernière minute.

Nous recommandons donc à la Régie d'approuver l'extension d'un (1) an à cinq (5) ans la durée de convention requise afin de bénéficier d'un droit de renouvellement, tel que proposée à la première phrase de l'art.

2.2.

11.6 Le processus de planification du réseau

Il se peut, bien sûr, que les exigences précises que la FERC a énoncé pour l'Appendice K puissent être modifiées pour refléter le cas particulier du Québec, avec une structure institutionnelle et un cadre réglementaire très différents de ceux des États-Unis. Toutefois, à notre avis, l'analyse que fait la FERC sur les possibilités de discrimination qui découlent d'un processus de planification qui n'est ni ouvert ni transparent est très pertinente à notre contexte.

À notre avis, un processus similaire à celui requis par la FERC apporterait des bénéfices réels au régime de réglementation du service de transport au Québec, en permettant non seulement aux participants du marché non affiliés de participer pleinement dans la planification du réseau, mais aussi en permettant le Distributeur et les parties intéressées d'aider au Transporteur à identifier des solutions de moindre coût aux besoins liés à la croissance de la charge locale qui n'impliquent pas nécessairement l'ajout de nouveaux actifs de transport.

Nous recommandons donc à la Régie d'entreprendre un débat entre le Transporteur, ses clients et les autres parties intéressées sur la forme que devrait prendre un processus de planification ouvert et transparent, tel que l'exige la FERC pour les transporteurs sous sa juridiction.

Par ailleurs, l'Attachment K de la British Columbia Transmission Corporation (BCTC) demeure un modèle extrêmement intéressant et pertinent pour un tel processus au Québec.

Aussi, si le maintien du *market-based rate authorization* de sa filiale HQ Energy Services (U.S.) Inc. est important pour Hydro-Québec, il serait à notre avis prudent que celle-ci encourage le Transporteur à ouvrir son processus de planification tel que précisé dans les Ordonnances, et à produire une Annexe K en bonne et due forme. Ce faisant, il servira non seulement à ses propres intérêts, mais aussi à l'intérêt public.

11.7 ATC

Pour des raisons expliquées ci-dessus, HQT aura à modifier éventuellement sa méthodologie de calcul de l'ATC pour se conformer aux normes de fiabilité de la NERC. Étant donné que ces normes sont déjà connues, il aurait été souhaitable qu'HQT les intègre dans ses *Tarifs et conditions* dès le présent dossier.

Par ailleurs, étant donné que l'utilisation de ces normes pour le calcul de l'ATC sera obligatoire à partir du 1^{er} avril 2010, et donc qu'elles seront obligatoirement intégrées dans les OATT des transporteurs américains, l'ajout de l'Appendice C-1 tel que proposé est essentiellement futile. Aucune raison n'a été avancée pour le promulguer autre que pour démontrer la conformité avec l'Ordonnance 890. Même si cet appendice aurait été en conformité avec l'Ord. 890 avant l'adoption de l'Ord. 729 — ce qui est douteux — elle ne le sera certainement plus après le 1^{er} janvier 2011.

N'étant qu'une harmonisation incomplète avec l'Ord. 890, au sans autre but, nous suggérons à la Régie de refuser l'ajout de l'Appendice C-1 proposé par HQT, et plutôt de lui demander de soumettre une nouvelle version qui sera en conformité avec les normes de fiabilité de la NERC et ce, le plutôt possible.

ANNEXES

ANNEXE 1. Lettre de Mme Isabelle Courville à M. Christian Brousseau, datée du 18 juin 2008

ANNEXE 2. H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Updated Market Power Analysis and Order No. 697 Compliance Filing, 26 juin 2008

ANNEXE 3. Lettre de H.Q. Energy Services (U.S.) Inc. à la FERC, du 14 juin 2010

ANNEXE 4. Attachment K de la British Columbia Transmission Corporation

ANNEXE 5. Commentaires du NLH Déposés à la FERC le 18 septembre 2009