

**DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE  
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2015**

**DOSSIER : R-3934-2015**

**PREUVE DE**

**NALCOR ENERGY MARKETING CORPORATION  
(« NEMC »)**

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

**LE 2 NOVEMBRE 2015**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>I.</b>	<b>COMMERCIALISATION DES SERVICES DE TRANSPORT .....</b>	<b>3</b>
	<b>i.</b> L'ordonnance 676-H de la FERC et l'incorporation par référence dans l'Open Access Transmission Tariff (l'« OATT ») de la version (version 003) des règles du North American Energy Standards Board (« NAESB ») .....	<b>3</b>
	<b>ii.</b> Processus de consultation pour la mise en place de nouveaux services offerts par le Transporteur .....	<b>15</b>
	<b>iii.</b> Évaluation de la qualité de service du service de transport pour les clients de service de transport point-à-point.....	<b>17</b>
<b>II.</b>	<b>PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT .....</b>	<b>20</b>
	<b>i.</b> Processus de planification actuel .....	<b>20</b>

## I. COMMERCIALISATION DES SERVICES DE TRANSPORT

### i. L'ORDONNANCE 676-H DE LA FERC ET L'INCORPORATION PAR RÉFÉRENCE DANS L'OPEN ACCESS TRANSMISSION TARIFF (L'« OATT ») DE LA VERSION (VERSION 003) DES RÈGLES DU NORTH AMERICAN ENERGY STANDARDS BOARD (« NAESB »)

Dans sa preuve, HQT indique ce qui suit au niveau de l'ordonnance 676-H de la FERC (HQT-10-, doc. 1, p. 50) :

*« En septembre 2014, la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC ») publiait l'ordonnance 676-H visant à incorporer par référence dans l'Open Access Transmission Tarif (« OATT ») la dernière version (version 003) des règles du North American Energy Standards Board (le « NAESB »). La FERC rend l'adoption de ces règles obligatoires pour les transporteurs sous sa juridiction. Ces règles incorporent les règles approuvées par la FERC dans la série d'ordonnances 890. Le Transporteur tient compte des règles du NAESB dans ses pratiques d'affaires, tel qu'il est indiqué dans son Guide des pratiques d'affaires. Il offre également, sur son site OASIS, un lien avec le site Internet du NAESB. »*

(Nos soulignés)

En demande de renseignements, le Transporteur indique qu'il ne juge pas nécessaire de modifier ses *Tarifs et conditions* (ci-après « **Tarifs** » ou « **OATT** ») puisque la question des pratiques du NAESB a déjà été abordée dans le passé et que la méthode employée actuellement pour informer les clients du service de transport a été jugée comme appropriée (HQT-13, document 1, p. 49) par la Régie de l'énergie (la « **Régie** »).

Nous soumettons que, telle que présentée, la question du caractère obligatoire des normes NAESB et de leur incorporation par référence à même les Tarifs du Transporteur suite aux ordonnances 676 de la FERC et en lien avec les ordonnances 890 de la FERC n'ont pas fait l'objet d'une détermination par la Régie. À tout événement, la portée réelle de l'ordonnance 676-H de la FERC et de ces ordonnances antérieures, la teneur de la décision D-2012-010 de la Régie et le caractère, selon nous, inadéquat de la méthode présentement employée par le Transporteur pour effectuer des modifications à ses pratiques d'affaires requièrent une analyse éclairée des enjeux.

D'ailleurs la Régie, dans sa décision procédurale, a jugé que la question relative à l'ordonnance 676-H est pertinente au présent dossier (D-2015-157, par. 70).

Nous soumettons que l'application de règles d'affaires, jugées obligatoires par la FERC, devrait être considérée dans le cadre d'un débat devant la Régie afin de déterminer de l'opportunité d'incorporer celles-ci aux Tarifs par référence telle que cette expression a été définie par la FERC. Ainsi, c'est la Régie, de par sa compétence exclusive au niveau de la modification des Tarifs (art. 31 1) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») qui devrait déterminer de l'opportunité de cette incorporation par référence et de toute modification ou exclusion applicable en l'espèce.

La pratique actuelle du Transporteur<sup>1</sup> est d'appliquer, en tout ou en partie, avec ou sans modification ou encore d'adapter ces règles obligatoires NAESB dans un document périphérique aux Tarifs visant les pratiques d'affaires soit le *Guide des pratiques d'affaires pour les services de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie* (le « Guide<sup>2</sup> ») et de fournir par le biais d'OASIS un lien internet vers les normes NAESB.

Cette adaptation ou « développement » des règles obligatoires NAESB hors du cadre des Tarifs se fait alors à l'unique volonté d'HQT, sans mécanisme de consultation ni possibilité de représentations de la part des clients quant à l'adaptation proposée par le Transporteur et sans processus décisionnel devant le régulateur.

Le Transporteur indique que les pratiques d'affaires visant à commercialiser les services de transport présentées dans son Guide « sont conformes aux pratiques d'affaires du NAESB ». C'est dans les Tarifs que cette affirmation devrait être effectuée dans la forme proposée par la FERC suite à une décision de la Régie. En incorporant par référence ces normes obligatoires NAESB aux Tarifs, le Transporteur ne pourrait plus unilatéralement procéder à des changements et devrait alors faire une demande de modification de Tarifs avant d'effectuer une adaptation ou un changement aux pratiques d'affaires reconnues. C'est à notre avis, l'objectif recherché par les ordonnances 676 de la FERC.

a) *La portée réelle de l'ordonnance 676-H et des ordonnances antérieures*

L'ordonnance 676-H de la FERC<sup>3</sup> prévoit l'incorporation par référence « as mandatory enforceable requirements » (par. 1), avec certaines exceptions énumérées, de la dernière version (version 003) des normes NAESB.

Au paragraphe 2 de l'ordonnance 676-H, il est indiqué que cette version révisée des normes inclut des modifications donnant suite aux ordonnances 890, 890-A, 890-B et 890-C de la FERC incluant des normes liées à OASIS. De façon plus spécifique, on peut lire ce qui suit au paragraphe 9 :

*« 9. A number of the findings made by the Commission in the Order No. 890 series of orders necessitated revisions to the Business Practice Standards for Public Utilities so that there would be no inconsistency between the requirements of Order No. 890 and the Business Practice Standards. Accordingly, NAESB set up a work project to review the existing business practice standards, identify which standards would need revision to prevent any inconsistencies with the Order No. 890 requirements, and develop and adopt the needed revised standards. Those revised standards form part of the package of revisions included in the WEQ Version 003 Standards. These revisions are in addition to the Order No. 890-related revisions incorporated by reference in Order No. 676-E. »*

(Nos soulignés)

---

<sup>1</sup> HQT-13, doc. 1, page 49

<sup>2</sup> [http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/GuidePratiquesAffaires\\_20151015\\_FR.pdf](http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/GuidePratiquesAffaires_20151015_FR.pdf)

<sup>3</sup> Ordonnance 676-H, 18 septembre 2014, partie II, <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2014/091814/e-5.pdf>

Le Transporteur en réponse aux demandes de renseignements de la Régie confirme que l'adoption par la FERC des normes NAESB dans l'ordonnance 676-H vise à assurer la cohérence entre les exigences de l'ordonnance 890 de la FERC et les pratiques d'affaires (HQT-13, doc.1 p. 45).

Au paragraphe 18 de l'ordonnance 676-H, la Commission énumère les normes incorporées par référence:

*« 18. The specific NAESB standards that we are incorporating by reference in this Final Rule are:*

- *WEQ-000, Abbreviations, Acronyms, and Definition of Terms, WEQ Version 003, July 31, 2012 (with minor corrections applied November 26, 2013);*
- *WEQ-001, Open Access Same-Time Information System (OASIS), OASIS Version 2.0, WEQ Version 003, July 31, 2012 (with minor corrections applied November 26, 2013) with the exception of Standards WEQ-001-9.5, WEQ-001-10.5, WEQ-001-14.1.3, WEQ-001-15.1.2 and WEQ-001-106.2.5;;*
- *WEQ-002, Open Access Same-Time Information System (OASIS) Business Practice Standards and Communication Protocols (S&CP), OASIS Version 2.0, WEQ Version 003, July 31, 2012 (with minor corrections applied November 26, 2013);*
- *WEQ-003, Open Access Same-Time Information System (OASIS) Data Dictionary Business Practice Standards, OASIS Version 2.0, WEQ Version 003, July 31, 2012 (with minor corrections applied November 26, 2013);*
- *WEQ-004, Coordinate Interchange, WEQ Version 003, July 31, 2012 (as modified by NAESB final actions ratified on December 28, 2012);*
- *WEQ-005, Area Control Error (ACE) Equation Special Cases, WEQ Version 003, July 31, 2012);*
- *WEQ-006, Manual Time Error Correction, WEQ Version 003, July 31, 2012;*
- *WEQ-007, Inadvertent Interchange Payback, WEQ Version 003, July 31, 2012;*
- *WEQ-008, Transmission Loading Relief (TLR) – Eastern Interconnection, WEQ Version 003, July 31, 2012 (with minor corrections applied November 28, 2012);*

- *WEQ-011, Gas / Electric Coordination, WEQ Version 003, July 31, 2012;*
- *WEQ-012, Public Key Infrastructure (PKI) WEQ Version 003, July 31, 2012, as modified by NAESB final actions ratified on October 4, 2012);*
- *WEQ-013, Open Access Same-Time Information System (OASIS) Implementation Guide, OASIS Version 2.0, WEQ Version 003, July 31, 2012 (with minor corrections applied November 26, 2013);*
- *WEQ-015, Measurement and Verification of Wholesale Electricity Demand Response, WEQ Version 003, July 31, 2012; and*
- *WEQ-021, Measurement and Verification of Energy Efficiency Products, WEQ Version 003, July 31, 2012. »*

Le paragraphe 19 indique les normes qui ne sont pas obligatoires :

« 19. *In addition, in this Final Rule, we will list informationally, in Part 2 of our regulations, as non-mandatory guidance:*

- *WEQ-016, NAESB Specifications for Common Electricity Product and Pricing Definition, WEQ Version 003, July 31, 2012;*
- *WEQ-017, Specifications for Common Schedule Communication Mechanism for Energy Transactions, WEQ Version 003, July 31, 2012;*
- *WEQ-018, Specifications for Wholesale Standard Demand Response Signals, WEQ Version 003, July 31, 2012;*
- *WEQ-019, NAESB Customer Energy Usage Information Communication WEQ Version 003, July 31, 2012 (as amended on March 21, 2013); and*
- *WEQ-020, Smart Grid Standards Data Element Table, WEQ Version 003, July 31, 2012. (...) »*

(Nos soulignés)

Au paragraphe 20 de l'ordonnance 676-H, la FERC indique que les entités qui ont un OATT (« *reciprocity tariffs* ») doivent faire un « *compliance filing* » par la mise à jour de leur OATT pour le 1<sup>er</sup> décembre 2014 en ces termes :

« 20. In a change from our prior practice, we are requiring public utilities and those entities with reciprocity tariffs to modify their open access transmission tariffs (OATTs) to include the WEQ standards that we are incorporating by reference by making a compliance filing by December 1, 2014. »

(Nos soulignés)

En effet, contrairement aux ordonnances précédentes où les entités pouvaient soumettre leur OATT modifié lors d'un éventuel dépôt, la Commission a exigé de tous le dépôt d'un OATT conforme à la date spécifiée :

« 87. In the past, the Commission has allowed a public utility to defer the filing of a revised tariff acknowledging its obligation to comply with the newly incorporated by reference Business Practice Standards until it makes an unrelated tariff filing. In this Final Rule, we have reconsidered that policy and find that, given the broader coverage of the NAESB standards, as well as the waiver requests received, the deferral policy may lead to confusion over the standards applicable to particular public utilities. Moreover, deferral of the filings may lead to NAESB standards being included in FPA section 205 filings, making review of the standards and waiver requests more difficult to process. We have concluded, therefore, that, as we do with respect to incorporation of the NAESB standards for natural gas, all public utilities will need to make a compliance filing that will permit uniform review of the filings and all requests for waiver. »

(Nos soulignés)

Pour se conformer à l'ordonnance 676-H, les transporteurs peuvent inclure dans leur OATT une déclaration à l'effet qu'ils incorporent toutes les normes NAESB énumérées à la partie 38 du « *Commission's regulations* » ou encore en énumérant au long les normes jugées obligatoires citées plus haut. La FERC s'exprime ainsi sur ces deux façons de se rendre conforme :

« 87. (...) For those public utilities that want to incorporate the complete set of NAESB standards into their tariffs without modification, we will permit their initial compliance filing to specify that they are incorporating into their tariff all the standards as specified in Part 38 of the Commission's Rules of Practice and Procedure as updated and revised. This will mean that those public utilities will not need to make compliance filings in future years to incorporate the standards so long as they continue to abide by all of the NAESB WEQ Business Practice Standards and Communication Protocols for Public Utilities that the Commission has incorporated by reference into its regulations.

(...)

89. Those public utilities that choose not to revise their tariffs to include the statement referenced above acknowledging their obligation to comply with the latest version of the Business Practice Standards incorporated by reference by the Commission must use the following language in their OATTs:

- *WEQ-000, Abbreviations, Acronyms, and Definition of Terms, WEQ Version 003, July 31, 2012 (with minor corrections applied Nov. 26, 2013);*

(...) »

(Nos soulignés)

Il ressort de l'ensemble des extraits cités les éléments suivants. Tout d'abord, ces normes ont un caractère obligatoire. À la page 70, la Commission reprend la partie 38 du « *Business practice standards and communication protocols for public utilities* » qui dit :

**« 38.1 Incorporation by reference of North American Energy Standards Board Wholesale Electric Quadrant standards.**

*(a) Any public utility that owns, operates, or controls facilities used for the transmission of electric energy in interstate commerce or for the sale of electric energy at wholesale in interstate commerce and any non-public utility that seeks voluntary compliance with jurisdictional transmission tariff reciprocity conditions must comply with the business practice and electronic communication standards promulgated by the North American Energy Standards Board Wholesale Electric Quadrant that are incorporated by reference in paragraph (b) of this section.(...) »*

D'ailleurs, pour tenter de s'exclure d'une norme, la Commission exige le dépôt d'une demande motivée d'exclusion (par. 88). Ce faisant, la FERC s'assure d'une transparence quant aux normes applicables et d'une uniformisation des pratiques de l'industrie.

Dès la première ordonnance 676 de la FERC<sup>4</sup>, ce caractère obligatoire a été reconnu. L'incorporation par référence avait, de fait, notamment pour objectif d'uniformiser les règles applicables.

Dans la première ordonnance 676, l'on peut voir l'intention d'uniformisation. La FERC indiquait ce qui suit au paragraphe 1 :

*« 1. (...) These standards establish a set of business practice standards and communication protocols for the electric industry that will enable industry members to achieve efficiencies by streamlining utility business and transactional processes and communication procedures. The standards replace, with modifications, the Commission's existing Business Practice Standards for Open Access Same-Time Information*

<sup>4</sup> Ordonnance 676, 25 avril 2006, <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/042006/E-1.pdf>

Systems (OASIS) Transactions and OASIS Standards and Communication Protocols and Data Dictionary requirements. In addition, the standards include business practices to complement the North American Electric Reliability Council's (NERC) Version 0 reliability standards and ultimately the standards to be adopted by the Electric Reliability Organization (ERO) pursuant to Order Nos. 672 and 672-A. Adopting these standards will establish a formal ongoing process for reviewing and upgrading the Commission's OASIS standards as well as adopting other electric industry business practice standards. »

(Nos soulignés)

Le Transporteur a reconnu le caractère obligatoire des normes NAESB dans le cadre de toutes les ordonnances 676 (HQT-13, doc.1 p. 46).

Aussi, l'incorporation des normes NAESB par référence se fait à même l'OATT selon l'une des méthodes mentionnées et non pas dans des documents périphériques. Le tout est transparent. Les normes obligatoires applicables sont à la connaissance de tous.

Finalement, la Commission effectue une révision de chacune des normes avant son incorporation par référence et les entités concernées peuvent faire des représentations.

*b) La pratique actuelle du Transporteur*

Les Tarifs du Transporteur n'incorporent pas par référence les normes obligatoires du NAESB conformément à l'ordonnance 676-H de la FERC. L'article 4 des Tarifs du Transporteur et la mention au Guide à l'effet que le Transporteur tient compte des règles du NAESB ainsi que l'hyperlien aux règles NAESB, ne respectent pas l'ordonnance 676-H et ne rencontrent pas les objectifs de transparence et d'uniformisation des règles d'affaires applicables.

L'article 4 des Tarifs prévoit que les « termes et conditions relatifs à l'OASIS sont énoncés au 18 CFR § 37 des règlements de la Commission (*Open Access Same-Time Information System and Standards of Conduct of Public Utilities*) ». Or, tel qu'indiqué plus haut, les règlements prévoient l'incorporation par référence des normes NAESB obligatoires.

Il est important de noter que dans le dossier R-3669-2008, Phase 2, lorsqu'il fut question de la normalisation des règles et pratiques d'affaires menant à la décision D-2012-010, le Transporteur n'a pas fait référence aux ordonnances 676 de la FERC ni au caractère obligatoire des normes NAESB et l'obligation de les incorporer par référence.

D'après la fiche portant sur les modifications proposées à l'article 4 des Tarifs<sup>5</sup>, la proposition visait à préciser l'identification de règles d'affaires et l'affichage du processus selon lequel le Transporteur pourrait modifier les règles, normes ou pratiques qui ne figurent pas dans les Tarifs, incluant le moyen de communication de ces modifications aux clients.

---

<sup>5</sup> R-3669-2008, Phase 2, HQT-2, doc. 1

Aussi, dans la décision D-2012-010, il appert que la proposition d'offrir des hyperliens vers des règles d'affaires devait concerner des règles autres que celles faisant ou devant faire partie des Tarifs (par. 819 et 825).

L'avis que le Transporteur<sup>6</sup> a publié suite à la décision D-2012-10 prévoit :

*« Lorsque le Transporteur affichera une nouvelle règle, procédera à une modification ou à une suppression de règle, norme ou pratique d'affaires ne figurant pas dans ses Tarifs et conditions, il publiera un avis dans la section « NOUVELLES » de son OASIS. Dans cet avis, le Transporteur indiquera qu'un changement a été apporté à la documentation ainsi que la référence sur le site OASIS. »*

(Nos soulignés)

Cette proposition devait se limiter aux règles n'affectant pas significativement les Tarifs conformément à l'ordonnance 890 de la FERC.

La Commission énonce ce qui suit à l'ordonnance 890<sup>7</sup> afin de déterminer ce qui devrait être incorporé à l'OATT par opposition aux règles, pratiques d'affaires qui n'affectent pas significativement les termes et conditions du service de transport:

*« 1649. The Commission adopts the NOPR proposal to continue to require only those rules, standards, and practices that significantly affect transmission service be incorporated into a transmission provider's OATT. The Commission further affirms the use of a "rule of reason" to determine what rules, standards, and practices significantly affect transmission service and, as a result, must be included in the transmission provider's OATT.*

(...)

*1650 (...) For example, CAISO proposed to post certain technical, operational and business standards related to dynamic scheduling on its website and include only the rates under its OATT. In that instance, the Commission found that the details contained in the standards were practices that could significantly affect the terms and conditions of service and, therefore, under the Commission's "rule of reason" must be filed under section 205 of the FPA »*

(Nos soulignés)

Nous soumettons que les normes obligatoires du NAESB dont il est fait référence à l'ordonnance 676-H ne sont pas uniquement « en lien avec les Tarifs » ou « pertinentes » mais doivent être considérées comme ayant un « impact significatif » vu les décisions passées de la FERC. Ainsi elles devraient être dans les Tarifs.

<sup>6</sup> [http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/2012-08-22\\_Communicu\\_fr.pdf](http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/2012-08-22_Communicu_fr.pdf)

<sup>7</sup> Ordonnance 890, 16 février 2007, <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2007/021507/E-1.pdf>

L'incorporation par référence permettrait une meilleure transparence. A ce sujet, il y a lieu de souligner les réponses fournies par le Transporteur aux demandes de renseignements sur la question des normes NAESB applicables.

Tel qu'il appert de ces réponses, le client de service de transport peut difficilement savoir les normes NAESB que le Transporteur applique en l'espèce <sup>8</sup>:

« 1.1 b) Veuillez préciser pour chacune des règles en a) la date d'application par le 1 Transporteur.

**R1.1b)**

**Le Transporteur estime que les informations demandées par l'intervenant ne sont pas pertinentes au présent dossier et se rapportent à un niveau de détail qui dépasse le cadre d'analyse d'une demande tarifaire. Par courtoisie, sans admission et pour des fins de compréhension de l'intervenant seulement, le Transporteur offre les renseignements suivants. Le Transporteur applique les pratiques du NAESB en usage par l'industrie et applicables à son réseau. Aux États-Unis, ces pratiques sont appliquées à la suite de leur adoption par la FERC et elles sont ensuite insérées dans le système OASIS du Transporteur par OATI. Les pratiques appliquées par le Transporteur suivent donc l'évolution de l'industrie.**

**Les pratiques NAESB ont été adoptées par la FERC aux dates suivantes:**

- **25 avril 2006 : adoption de la version 000 des pratiques du NAESB ;**
- **12 juillet 2008 : adoption de la version 001 des pratiques du NAESB ;**
- **24 novembre 2009 : adoption de la version 002.1 des pratiques du NAESB ;**
- **18 septembre 2014 : adoption de la version 003 des pratiques du NAESB.**

(...)

1.1 f) Quelles sont les règles NAESB que le Transporteur n'applique pas?

**R1.1f)**

**Les règles du NAESB sont constituées d'un vaste ensemble de pratiques d'affaires et de protocoles de communication liés aux produits et services fournis et transigés dans l'industrie électrique. Le Transporteur applique les règles ou pratiques liées aux produits et services prévus aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec (« Tarifs et conditions ») ou applicables à son réseau. Le Transporteur s'assure du bon fonctionnement des services de transport offerts et de la compatibilité avec ceux des réseaux voisins.**

---

<sup>8</sup> HQT-13, doc. 7, pages 4 et 5

**Le Transporteur n'utilise pas les pratiques qui ne s'appliquent pas à son réseau ou aux produits qu'il offre, comme WEQ-011 Gas/Electric Coordination et WEQ-020 Smart Grid Standards Data Element Table. »**

(Nos soulignés)

Outre la question de la transparence, nous rappelons que l'impact de ne pas incorporer les normes à l'OATT est que le Transporteur peut décider d'effectuer des amendements sans avoir à modifier ses Tarifs.

Le Transporteur a déjà reconnu qu'à la lumière de l'ordonnance 676 de la FERC, c'est dans les Tarifs que les modifications ou précisions devraient être effectuées suite à une décision de la Régie.

Le Transporteur, en réponse aux demandes de renseignements, a cité une partie de sa preuve du dossier R-3605-2006 (HQT-10, document 1, p. 10) en omettant d'ajouter la phrase ci-jointe que nous avons souligné :

*« Le second événement à souligner a été l'émission par la FERC de l'ordonnance 676 en avril 2006. En vertu de cette ordonnance, les transporteurs américains doivent inclure par référence dans leur Open Access Transmission Tariff (OATT) les pratiques d'affaires développées par le comité Wholesale Electric Quadrant (WEQ) du NAESB. Ces pratiques d'affaires sont conformes à celles du Transporteur et le suivi que ce dernier effectue de celles-ci lui permet de proposer au besoin des modifications ou précisions à certains éléments prévus aux Tarifs et conditions. Soyez assurés, par contre, qu'on suit de très près toute l'évolution des pratiques d'affaires de NAESB et qu'on va se questionner lorsqu'il y aura des changements si on doit les recommander ou pas dans nos prochaines versions modifiées des Tarifs et conditions. »*

(Nos soulignés)

En audience dans le dossier R-3605-2006, madame Chantal Guimont pour le Transporteur, indiquait ce qui suit<sup>9</sup> :

*« Q. [211] O.K., alors je comprends qu'il y a des règles commerciales, de pratique d'affaires, finalement, qui sont intégrées, par exemple, à l'Open Access Transmission Tariff, mais qui ne sont pas nécessairement intégrées dans le Tarifs et conditions ici au Québec?*

*R. Juste m'assurer, là, mais ce qu'on dit, c'est qu'elles y sont référées par, justement par référence et non pas directement inscrites. Donc l'OATT de FERC dit : « Nous appliquons les règles du NAESB. » Alors nous, ce qu'on dit, c'est qu'on ne peut pas faire ça parce que c'est la Régie qui approuve nos Tarifs et conditions. Soyez assurés, par contre, qu'on suit de très près toute l'évolution des pratiques d'affaires de*

---

<sup>9</sup> Notes sténographiques du 3 novembre 2006, pages 150 à 152

NAESB et qu'on va se questionner lorsqu'il y aura des changements si on doit les recommander ou pas dans nos prochaines versions modifiées des Tarifs et conditions. »

(Nos soulignés)

Puisque généralement une modification aux pratiques d'affaires se fait sans avoir à modifier les Tarifs, il n'existe pas de mécanisme permettant aux clients de commenter ou encore de s'opposer à un changement effectué par le Transporteur avant qu'il ne publie la modification et que celle-ci n'entre en vigueur. Toutefois, il nous semble que la Régie, dans sa décision D-2012-10 privilégiait une approche où les parties intéressées pourraient faire valoir leur droit :

Le Transporteur a cité le paragraphe 826 de la décision D-2012-010 mais il y a lieu de lire aussi le paragraphe 827 :

« [825] La Régie est d'avis que l'affichage sur le site OASIS des informations pertinentes à la fourniture du service de transport et d'hyperliens vers les autres règles, normes ou pratiques suivies par le Transporteur permettra l'accès à une information uniforme et transparente pour l'ensemble des intéressés.

*[826] La Régie est d'avis que la proposition du Transporteur lui donne la flexibilité requise afin de s'adapter aux changements de contexte et d'en saisir la Régie, au besoin.*

[827] De plus, les intéressés disposeront des informations leur permettant de faire, au besoin, les représentations qu'ils estiment utiles.

*[828] La Régie accepte les modifications proposées par le Transporteur à l'article 4 des Tarifs et conditions.*

*[829] La Régie demande au Transporteur d'afficher sur la partie publique de son site OASIS un projet d'énoncé décrivant le moyen qu'il entend utiliser pour aviser les parties intéressées quant aux ajouts, suppressions et modifications des règles, normes et pratiques concernées.*

*[830] La Régie demande au Transporteur de prévoir une période d'au moins 30 jours à la suite de cet affichage afin de donner aux intéressés l'opportunité de formuler des commentaires avant son entrée en vigueur. »*

(Nos soulignés)

La FERC dans son ordonnance 890 préconisait aussi cette avenue (voir la note infrapaginale 943) :

*« As part of their business practice amendment procedures, transmission providers may adopt such additional procedures they deem appropriate, such as opportunities for comment to proposed changes to rules, standards, and practices. »*

La méthode actuelle d'hyperlien aux normes NAESB et de la communication d'un changement sans consultation préalable est, selon nous, inadéquate dans le contexte de « l'open access ».

Le Nouveau-Brunswick a modifié l'article 4 de son OATT pour prévoir que les normes relatives aux pratiques d'affaires sont décrites à son annexe P<sup>10</sup>. À l'annexe P, le transporteur incorpore par référence les normes obligatoires NAESB en les énumérant au long. Il est vrai qu'il ne s'agit pas de la version la plus à jour des normes NAESB de l'ordonnance 676-H mais il existe clairement un précédent à l'effet que l'ensemble de ces règles doivent se trouver dans le texte de l'OATT.

Cette modification a été effectuée afin de se conformer aux ordonnances 676 de la FERC tel qu'il appert de la preuve soumise dans cette audience datée du 19 septembre 2014<sup>11</sup> :

*« 2.3.7 Adoption of North American Energy Standards Board (“NAESB”) Standards*

*In Orders 676 and 698, FERC has amended its regulations under the Federal Power Act to incorporate by reference certain NAESB standards. The current standards address the following topics:*

- (1) Open Access Same-Time Information Systems (“OASIS”);*
- (2) OASIS Standards and Communication Protocols;*
- (3) OASIS Data Dictionary;*
- (4) Coordinate Interchange;*
- (5) Area Control Error (“ACE”) Equation Special Cases;*
- (6) Manual Time Error Correction;*
- (7) Inadvertent Interchange Payback;*
- (8) Transmission Loading Relief—Eastern Interconnection;*

<sup>10</sup> [http://tso.nbpower.com/Public/en/docs-EN/tariff/TransmissionTariff\\_20150801\\_EN.pdf](http://tso.nbpower.com/Public/en/docs-EN/tariff/TransmissionTariff_20150801_EN.pdf)

<sup>11</sup> <http://nbeub.ca/opt/M/browserecord.php?-action=browse&-recid=441>, NBP2.03, page 21

(9) *Public Key Infrastructure (“PKI”);*

(10) *OASIS Implementation Guide;*

(11) *Business Practices for Measurement and Verification of Wholesale*

*Electricity Demand Response; and*

(12) *Business Practice Standards for Measurement and Verification of Energy Efficiency Products*

*NB Power will incorporate the NAESB standards by directly referring to them in the Attachment P of the NB Power OATT. Any exceptions to adherence to those standards are expressly noted in Attachment P. NB Power will also list the NAESB related services that it intends to offer to Transmission Customers. »*

**Recommandations** : A l’instar du Nouveau-Brunswick, NEMC recommande à la Régie dans le cadre d’une audience spécifique de procéder à l’analyse des normes obligatoires de NAESB afin de considérer l’opportunité de les inclure par référence aux Tarifs. L’avis du Transporteur concernant la modification des règles, normes et pratiques qui ne se retrouvent pas aux Tarifs devrait être revu pour prévoir un mécanisme de consultation avec les clients de transport avant l’entrée en vigueur d’un changement et la possibilité de faire des représentations à la Régie le cas échéant.

**ii. PROCESSUS DE CONSULTATION POUR LA MISE EN PLACE DE NOUVEAUX SERVICES OFFERTS PAR LE TRANSPORTEUR**

Afin d’évaluer le mécanisme de consultation présentement en vigueur auprès du Transporteur pour le développement de nouveaux services pour ses clients, nous allons utiliser l’exemple du développement du service de vente de réserves 10 minutes avec les réseaux voisins.

Le 5 novembre 2013, le Transporteur a publié un avis sur son site OASIS<sup>12</sup> concernant la mise en place d’un projet pilote avec l’Ontario. Ce projet a été réalisé de concert avec l’IESO (Independent Electricity System Operator) de l’Ontario. Ce programme permet aux producteurs situés dans la zone d’équilibrage HQT de mettre en place des programmes de réserves 10 minutes sur le chemin HQT-ON.

Le projet devait initialement s’échelonner jusqu’au début du mois de janvier 2014. La limite initiale de l’offre totale de réserves 10 minutes était de 10 MW par heure. Les producteurs étaient ainsi rémunérés par l’IESO selon les règles du marché de la réserve en Ontario pour les MW retenus. Le Transporteur a, par la suite, publié un avis le 15 octobre 2015<sup>13</sup> indiquant la fin du projet pilote et la mise en place d’un mécanisme permanent de livraisons de réserves 10 minutes vers l’Ontario pour un maximum de 100 MW par heure. Le nouveau produit peut uniquement être offert sur le chemin HQT-ON ayant une capacité maximale de 1250 MW. Le

<sup>12</sup> [http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/2013-11-05\\_Avis\\_Reserv\\_10\\_min\\_Ont\\_fr.pdf](http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/2013-11-05_Avis_Reserv_10_min_Ont_fr.pdf)

<sup>13</sup> [http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/2015-10-15\\_Avis\\_Fin\\_Projet\\_pilote\\_Reserv\\_Ont\\_FR.pdf](http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/2015-10-15_Avis_Fin_Projet_pilote_Reserv_Ont_FR.pdf)

Transporteur indique également qu'il a modifié son Guide pour refléter la mise en place de ce nouveau service. (Il n'y pas eu de mécanisme de consultation pour la modification du Guide).

Le Transporteur mentionne également en preuve qu'il existe un second projet pilote pour la vente de réserves 10 minutes en collaboration avec NB Power. Le projet a débuté à la fin avril 2015 à l'interconnexion NB et la quantité échangée sur le chemin HQT-NB est de 100 MW. Le Transporteur a, en effet, publié un avis sur son site OASIS à ce sujet le 15 avril 2015<sup>14</sup>, soit peu de temps avant que le projet pilote a été mis en place.

Bien que les projets pilotes étaient ouverts à tous les producteurs situés dans la zone de réglage d'HQT et répondant aux exigences techniques des réseaux impliqués, uniquement Hydro-Québec Production (« HQP ») a participé à ces projets. Les projets impliquent uniquement des livraisons vers les réseaux voisins et ne traitent aucunement de la possibilité d'importation de réserves 10 minutes pour répondre aux besoins de la charge locale.

Nous notons également que les avis publics sur ces programmes ont été divulgués bien peu de temps avant que leur mise en service, alors que l'on sait que des travaux sont nécessaires avant la mise en place de tels programmes d'échanges. De plus, nous notons que sur le chemin HQT-ON, le seul chemin pouvant offrir le service de vente de réserves vers l'Ontario, HQP possède 100% des réservations de transport ferme disponibles et ce, pour une période de 50 ans.

Bien qu'ouvert à tous les producteurs situés dans la zone de réglage d'HQT, uniquement HQP pouvait effectivement utiliser ce service compte tenu de sa position monopolistique en termes de service de long terme ferme sur le chemin HQT-ON. Il est aussi important de noter qu'HQP semble avoir été impliquée dans le processus de mise en place de ce produit avant la publication des avis publics. En effet, comme indiqué en réponse à la demande de renseignements 3.4 de NEMC<sup>15</sup>, HQP a été le premier à exprimer de l'intérêt pour ce type de transactions vers l'Ontario et le Nouveau-Brunswick. L'élaboration des projets pilotes auraient débuté lorsque l'IESO et le Nouveau-Brunswick ont confirmé leur intérêt.

Les mécanismes de consultation de certains des réseaux voisins offrent une plus grande transparence que le mécanisme décrit ci-dessus.

À titre d'exemple, tout changement ou modification aux règles de marché de l'IESO en Ontario se fait en toute transparence par l'entremise d'un processus de consultation publique appelé « *Technical Panel* ». Ce comité de consultation est composé de représentants de divers secteurs de l'industrie incluant des membres de l'IESO. Toute demande de modifications des règles de marché initiées par l'IESO ou par les participants de marché se fait publiquement dans le cadre des rencontres mensuelles du « *Technical Panel* »<sup>16</sup>. Un participant de marché voulant faire une modification de règles doit indiquer son intention aux membres du « *Technical Panel* ». L'intention de modification de règles de marché est divulguée en amont du processus décisionnel et ainsi permet à tous les participants d'être impliqués avant que tout effort de la part du IESO soit entrepris.

---

<sup>14</sup> [http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/2015-04-15\\_\\_Avis\\_Projet\\_pilote\\_Reserv\\_NB\\_fr.pdf](http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/2015-04-15__Avis_Projet_pilote_Reserv_NB_fr.pdf)

<sup>15</sup> B-0052, page 8, lignes 4 à 6

<sup>16</sup> <http://www.ieso.ca/Pages/Participate/Stakeholder-Engagement/Technical-Panel/default.aspx>

Nous sommes conscients que la structure de marché de l'électricité en Ontario est différente de celle du Québec, toutefois, le principe de transparence dans les règles de marché devrait s'appliquer de la même façon.

**Recommandation:** Le Transporteur devrait aviser sa clientèle de toute intention de modifications des services offerts pouvant avoir un impact sur ceux-ci en amont du processus décisionnel. Cette façon de procéder assurerait que l'ensemble des parties intéressées puissent participer à l'élaboration du service concerné.

iii. **ÉVALUATION DE LA QUALITÉ DE SERVICE DU SERVICE DE TRANSPORT POUR LES CLIENTS DE SERVICE DE TRANSPORT POINT-À-POINT**

a) *Indicateurs de performance*

NEMC, affiliée de Newfoundland and Labrador Hydro pour laquelle elle utilise le réseau, est l'un des trois clients de service de transport point-à-point qui détiennent du transport ferme sur le réseau du Transporteur depuis 2009. Au cours des dernières années, nous avons observé une diminution de la qualité de service où le Transporteur n'a pas toujours respecté les dates prévues de remises en service suite à des entretiens planifiés.

En consultant la preuve du Transporteur déposée à la pièce B-0009 traitant des indicateurs de performance, nous constatons que l'évolution des indicateurs rapportés aux tableaux 3, 4 et 5, soit les indicateurs suivants:

- Tableau 3: Nombre de pannes et interruptions planifiées
- Tableau 4: Durée moyenne des pannes et interruptions planifiées
- Tableau 5: Indice de continuité – Transport (Opérationnel et autres)

ne correspondent pas à notre perception de la qualité de service devant être offerte aux clients de service de transport point-à-point. En effet, ces indicateurs ne s'adressent pas spécifiquement au service de transport point-à-point mais plutôt à l'ensemble des clients du Transporteur. À cet effet, il y aurait lieu d'ajouter des indicateurs de performance spécifiques à la clientèle du service de transport point-à-point.

**Recommandations:** Nous recommandons la création d'indicateurs de performance spécifiques à la clientèle de transport point-à-point. Il y aurait aussi lieu d'avoir des indicateurs de performance spécifiques à chaque interconnexion majeure (ON, MASS, NE, NB). Ces indicateurs pourraient être basés sur la même méthodologie utilisée par le Transporteur dans la conception des indicateurs se trouvant aux tableaux 3, 4 et 5 de la pièce B-0009. De plus, nous recommandons que le Transporteur publie sur le site public OASIS des données d'opération détaillées des transits d'énergie sur son réseau incluant les données liées aux mouvements d'énergie aux différentes interconnexions. Nous recommandons que le niveau de détails des données soit équivalent à celui fourni par l'IESO de l'Ontario. Les données publiques offertes par l'IESO sont listées à la section intitulée "Transmission" du lien web suivant: <http://www.ieso.ca/Pages/Power-Data/Data-Directory.aspx>.

b) *Procédures de coupures de service de transport ferme point-à-point*

Les 4 et 5 décembre 2014, la perte de deux lignes de 735 kV en provenance de la Baie-James a créé des interruptions de service de la charge locale ainsi que plusieurs coupures de services aux transactions d'exportation. À cet effet, le NYSIO décrivait ces événements dans une publication intitulée « *Operations Performance Metrics Monthly Report* »<sup>17</sup>. (voir l'extrait ci-dessous):

*« Also on December 4, Hydro Quebec experienced forced outages on two major 735kV transmission lines in Southern Quebec resulting in 500MW of automatic load shedding in Montreal and 3100MW of export curtailments to NYISO, ISONE, and IESO. NYISO assisted Hydro Quebec with emergency energy sales. »*

D'après le NYISO, ces événements ont causé du délestage de charge de 500 MW ainsi que des coupures de 3100 MW aux interconnexions avec le NYISO, le ISONE et l'IESO.

En lien avec ces événements, le Transporteur a publié un avis sur l'OASIS le 10 décembre 2014<sup>18</sup>. Cet avis mentionne qu'un événement majeur a nécessité des mesures d'urgence incluant des coupures de transactions de clients du service de transport, de l'abaissement de tension, du délestage de charge ainsi que l'utilisation d'énergie d'urgence. Le Transporteur a aussi mentionné qu'il a procédé à des analyses des événements qui sont survenus. Après une revue de l'ensemble des avis publiés sur l'OASIS du Transporteur, il n'y a aucune référence liée aux résultats des analyses entreprises par le Transporteur suite à ces événements.

Comme mentionné par le NYISO, les événements qui se sont déroulés sur deux jours ont causé des coupures de transactions d'exportation beaucoup plus importantes que celles subies par les clients de la charge locale (3100 MW vs 500 MW). Pourtant, les interconnexions mentionnées par le NYISO sont utilisées par des clients de service de transport point-à-point qui possèdent des réservations de transport ferme à long terme<sup>19</sup> octroyant une priorité de service identique à celle de la charge locale telle que définie dans le Guide du Transporteur<sup>20</sup>.

En réponse à la question 6.1 du NEMC<sup>21</sup> portant sur le niveau de coupures jugé acceptable, le Transporteur indique:

*« Lorsque requis uniquement, le Transporteur procède de façon non discriminatoire à des réductions de programmes, partielles ou totales, qui ont pour effet d'alléger les contraintes pour maintenir une exploitation fiable de son réseau.*

*Si plusieurs programmes doivent être réduits, les réductions sont appliquées, dans la mesure du possible et conformément à la pratique*

<sup>17</sup> [http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets\\_operations/committees/mc/meeting\\_materials/2015-01-28/Agenda%2003\\_Operations\\_Report.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/committees/mc/meeting_materials/2015-01-28/Agenda%2003_Operations_Report.pdf)

<sup>18</sup> [http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/2014-12-10\\_Avis\\_Evenement\\_4\\_dec\\_2014\\_fr.pdf](http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/2014-12-10_Avis_Evenement_4_dec_2014_fr.pdf)

<sup>19</sup> Pièce B-0028, page 6

<sup>20</sup> [http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/GuidePratiquesAffaires\\_20151015\\_FR.pdf](http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/GuidePratiquesAffaires_20151015_FR.pdf), page 21

<sup>21</sup> Pièce B-0052, page 10, lignes 29 à 36

de l'industrie électrique, par ordre de priorité des services offerts en conformité avec les Tarifs et conditions. »

(Nos soulignés)

Le Transporteur fait ici sûrement référence à l'article 13.6 des Tarifs qui traite de la réduction de service du transport ferme.

*« Si une réduction dans le réseau de transport du Transporteur, ou une partie de celui-ci, est nécessaire pour maintenir une exploitation fiable du réseau, des réductions seront faites de façon non discriminatoire à la transaction (aux transactions) qui a(ont) pour effet d'alléger les contraintes. Si plusieurs transactions doivent être réduites, dans la mesure du possible et conformément aux pratiques usuelles des services publics, les réductions s'appliqueront proportionnellement aux clients de charge locale, aux clients du réseau intégré et aux clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point. Toutes les réductions seront faites sur une base non discriminatoire ... »*

*Quand le Transporteur établit qu'il existe une urgence de nature électrique dans son réseau de transport et met en œuvre des procédures d'urgence pour réduire le service de transport ferme, le client du service de transport doit faire les réductions requises à la demande du Transporteur. Toutefois, le Transporteur se réserve le droit de réduire, en tout ou en partie, le service de transport ferme prévu aux présentes si, à sa seule discrétion, un état d'urgence ou toute autre condition imprévisible compromet ou détériore la fiabilité de son réseau de transport. Le Transporteur avisera en temps opportun tous les clients du service de transport touchés des réductions programmées. »*

(Nos soulignés)

À la lumière de la réponse du Transporteur et de l'article 13.6, il semble que le Transporteur a l'obligation d'appliquer des réductions de service proportionnelles aux clients de la charge locale, aux clients du réseau intégré et aux clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point-à-point. Le Transporteur peut toutefois déterminer, à sa seule discrétion, si un état d'urgence ou toute autre condition imprévisible se produit.

À notre avis, l'exemple des 4 et 5 décembre 2014 démontre que les décisions de coupures de services aux interconnexions devraient être explicitées afin de bien comprendre la justification du Transporteur et l'exercice de sa discrétion.

De plus, en prenant comme hypothèse qu'il était techniquement possible d'injecter de l'énergie aux interconnexions affectées par les coupures au moment des événements des 4 et 5 décembre 2014, nous questionnons la pertinence de couper des transactions d'exportation associées à des réservations de passage (Wheel-through). En effet, les transactions de passage ont un effet nul sur l'équilibre offre/demande du réseau du Transporteur. En effet, un client qui constate que sa transaction de passage est coupée au point de sortie (Source) aura pour réaction de réduire proportionnellement l'injection d'énergie sur le réseau au point

d'injection (Sink). En d'autres mots, l'effet net de couper la transaction en mode exportation sur les interconnexions pour des clients injectant l'énergie à une autre interconnexion est nul et n'apportera aucun bénéfice pour l'alimentation de la charge locale.

Il est aussi important de mentionner que des événements d'une envergure similaire se sont produits en juillet 2013. Il est donc possible que de tels événements se reproduisent de nouveau, d'où l'importance de clarifier et de rendre plus transparent le processus décisionnel menant à des coupures de service pour les clients du Transporteur.

**Recommandations:** Le Transporteur devrait rendre publiques les procédures détaillées menant à des coupures de service du transport ferme de long terme dans des situations similaires à celles vécues lors des événements de décembre 2014. Ce document devrait permettre à tous les clients de comprendre en toute transparence les raisons qui justifient les coupures de services. Le Transporteur devrait aussi rendre publiques sur OASIS les analyses de tels événements.

## II. PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

### i. PROCESSUS DE PLANIFICATION ACTUEL

La Régie, dans sa décision procédurale D-2015-157 indiquait:

*« [97] La Régie considère que la planification des investissements et les inclusions à la base de tarification du Transporteur font partie des éléments à examiner au présent dossier. »*

C'est dans le contexte des investissements et de ce qui devrait être inclus à la base de tarification que nous allons traiter de la méthodologie de planification utilisée par le Transporteur (HQT-9, document 1 (pièce B-0024).

#### a) *Horizon de planification*

Avant de traiter spécifiquement de certains dossiers investissements inclus à la pièce HQT-9, document 1, nous aimerions aborder un élément fondamental du processus de planification lié au dossier tarifaire.

La pièce HQT-9, document 1 couvre un horizon de 10 ans. Comme mentionné par le Transporteur en réponse à la question 4.1 de NEMC<sup>22</sup>, le Transporteur planifie son réseau de transport sur une période qui peut dépasser 10 ans. À titre d'exemple, le projet d'investissement de la ligne de transport Chamouchouane-Bout-de-l'Île a été évalué avec un horizon de 50 ans<sup>23</sup>.

L'utilisation d'un horizon de planification excédant 10 ans est tout à fait logique puisque les équipements du Transporteur ont généralement des espérances de vie bien supérieures à 10 ans. Selon nous, la pièce HQT-9, document 1 devrait inclure des éléments de preuve liés à la

---

<sup>22</sup> Pièce B-0052, page 9

<sup>23</sup> Dossier : R-3887-2014, Pièce B-0007, annexe 6, page 6

période de planification réelle utilisée par le Transporteur. L'objectif de cette modification est de s'assurer que la Régie et les intervenants aient une vision globale et réaliste du processus de planification du réseau.

Avoir une vision long terme est pertinent pour plusieurs intervenants du secteur énergétique. Cette question est matérielle pour plusieurs clients de Transporteur. En effet, plusieurs clients du Transporteur, soit de la charge locale ou point-à-point, prennent des décisions d'investissements propres à leurs activités sur des périodes de temps supérieures à 10 ans.

**Recommandation:** La Régie devrait exiger du Transporteur qu'il ajoute des éléments de preuve liés à la période réelle de planification qui est supérieure à 10 ans dans la pièce HQT-9, document 1 pour les prochains dossiers tarifaires. L'information additionnelle devrait inclure l'ensemble des hypothèses utilisées par le Transporteur pour la planification de son réseau.

*b) Principes directeurs liés à l'inclusion d'investissement dans la base de tarification*

Selon nous, il existe deux principes directeurs pour déterminer l'inclusion d'investissements dans la base de tarification du Transporteur.

Le premier principe consiste à assurer la neutralité tarifaire. L'ajout d'investissements liés à la croissance de la demande à la base de tarification doit avoir un impact nul sur les clients existants. Le deuxième principe, qui est intimement lié au principe de neutralité tarifaire, est celui de la causalité des coûts. En effet, les coûts des investissements doivent être imputés aux bénéficiaires des équipements concernés.

Selon notre compréhension, la planification du réseau de transport est basée sur les besoins des clients qui offrent une garantie de revenus à long terme. Le Transporteur a confirmé cette interprétation en réponse de la question 5.2 de NEMC<sup>24</sup>.

*« Dans le cadre du processus de planification, le Transporteur considère les demandes qui font l'objet d'engagements fermes, comme le prévoient les Tarifs et conditions. »*

Basée sur cette prémisse, il serait cohérent que l'ensemble des investissements liés à la croissance de la demande mentionnée au tableau 7 de la pièce HQT-9, document 1 concerne des investissements générant des revenus provenant soit, de la prévision de la demande de la charge locale ou celle associée à des engagements de service de transport point-à-point de long terme. De plus, nous estimons que les principes directeurs mentionnés ci-dessus exigent que le Transporteur planifie le besoin de pointe de son réseau en fonction des besoins prévus du Distributeur et des besoins de transport provenant des clients point-à-point détenant des conventions de service de long terme.

Selon notre analyse, il y a au moins deux projets d'investissements mentionnés au tableau 7 de la pièce HQT-9, document 1 qui ne semblent pas répondre à ces exigences réglementaires.

---

<sup>24</sup> Pièce B-0052, page 9

Le projet de ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île a été approuvé par la Régie<sup>25</sup> pour répondre à des besoins de croissance et de fiabilité. Toutefois, selon la preuve au dossier d'investissements R-3887-2014, il a été démontré que les besoins de pointe estimés par le Transporteur pour la planification de son réseau étaient supérieurs aux engagements long terme de sa clientèle. En effet, en réponse à la question 6.1 de demande de renseignements de la Régie<sup>26</sup>

**Demands :**

6.1 Veuillez fournir les besoins, en MW, associés à la charge locale, au service de transport point à point et à la production raccordée, pour le réseau simulé retenu dans l'élaboration du présent Projet ainsi que pour chacun des réseaux simulés de l'étude d'intégration de l'appel d'offres A/O-2005-03 ainsi que de l'étude d'intégration du complexe de la Romaine.

**R6.1**

**Le tableau 2 présente les valeurs associées à la charge locale, au service de transport point à point ainsi que la production raccordée pour les différentes demandes.**

**Tableau 2**  
Valeurs associées à la charge locale, au service de transport point à point et à la production raccordée des différentes demandes.

	<b>présent Projet (R-3887-2014)</b>	<b>A/O 2005-03 (R-3742-2010)</b>	<b>Romaines (R-3757-2011)</b>
<b>Charge locale (MW)</b>	<b>41 780</b>	<b>41 840</b>	<b>41 525</b>
<b>Service de transport point à point (MW)</b>	<b>5 135</b>	<b>3 935</b>	<b>2 275</b>
<b>Production raccordée (MW)</b>	<b>46 915</b>	<b>45 775</b>	<b>43 800</b>

comme on peut le constater, la valeur estimée pour la portion de la demande de pointe associée au service de transport de point-à-point dans le projet R-3887-2014 était de 5 135 MW.

Le projet de ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île a donc été conçu pour répondre à une demande de pointe totale de 46 915 MW qui inclut la demande de clients point-à-point de 5 135 MW. Pourtant, en consultant les engagements fermes des clients point-à-point de long terme au moment de la mise en service de la ligne ( décembre 2018) avec l'information disponible au moment du traitement de la demande associée au dossier R-3887-2014, nous avons constaté une valeur totale de 4 064 MW<sup>27</sup>. Ce montant inclut une réservation ferme de 264 MW se terminant en 2024. Force est de constater que le Transporteur a surestimé la demande de sa clientèle point-à-point de 731 MW et a ainsi conçu ce projet sur des besoins point-à-point ne générant pas de revenus.

<sup>25</sup> D-2015-023

<sup>26</sup> Dossier : R-3887-2014, pièce B-0025, page 16

<sup>27</sup> Dossier : R-3823-2012, pièce C-HQT-0099, page 7

De plus, en réponse à la demande de renseignements 14.1 de NEMC<sup>28</sup> sur la confirmation que le projet de la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île créera de la capacité de transit excédentaire sur le réseau principal du Transporteur, le Transporteur offre la réponse suivante:

*« Pour chaque demande liée au réseau de transport, le Transporteur analyse des solutions sous l'angle de la fiabilité, et ce sans en évaluer la marge de transit potentielle.*

*Par ailleurs, toute demande pour laquelle le service souhaité est ultérieur à 2018, soit la date de mise en service prévue de la ligne, sera évaluée en tenant compte du fait que la ligne est en réseau. »*

(Nos soulignés)

Il est plutôt surprenant que le Transporteur n'évalue pas la marge de transit potentielle des éléments qui composent son réseau de transport. Ce type d'information nous paraît pourtant essentielle dans un processus de planification de réseau.

Cette réponse démontre, plutôt, que le Transporteur n'a pas contredit le fait que cette ligne a été conçue pour un transit supplémentaire aux besoins prévus offrant une garantie de revenus. Cette situation soulève une problématique quant à l'inclusion de la totalité des coûts associés à ce projet d'investissement dans la base de tarification. La Régie devrait s'assurer que l'inclusion des coûts liés à ce projet d'investissement respectent le principe de neutralité tarifaire ainsi que celui de la causalité des coûts. En conformité avec ce principe, les coûts associés aux capacités excédentaires ne devraient pas être assumés par les clients existants.

Un autre exemple est celui des investissements liés au projet de raccordement des centrales du complexe la Romaine. Ce projet a été évalué par la Régie dans le cadre de l'article 73 de la Loi. La Régie a ainsi donné son aval à ce projet<sup>29</sup> basé entre autres sur la preuve du Transporteur déposée dans le dossier R-3757-2011. Or, à la lecture de la preuve au dossier, il s'avère que certains éléments de conception du projet ont été faits en fonction de la politique énergétique 2006-2015 visant notamment le développement de projet hydroélectrique en Minganie. En effet, le Transporteur mentionne en preuve dans ce dossier<sup>30</sup>:

*« De plus, les futurs projets prévus dans l'axe Nord-Est du réseau de transport ont aussi été pris en compte dans l'élaboration d'une solution optimale et économique permettant d'assurer la stabilité, la performance et la fiabilité du réseau de transport et ce, dans le respect des critères de conception et des normes en vigueur.*

*Le projet de construction des centrales en question s'inscrit dans le cadre de la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 visant notamment à développer un portefeuille de projets hydroélectriques additionnels dans l'axe Nord-Est du réseau de transport, plus précisément sur la Côte-Nord et en Minganie. D'ailleurs, le Plan*

<sup>28</sup> Pièce B-0052, page 21

<sup>29</sup> D-2011-083

<sup>30</sup> Dossier R-3757-2011, pièce B-0004, pages 7 et 8

*stratégique d'Hydro-Québec 2009-2013 fait référence à cette stratégie particulière. Ainsi, de par sa position stratégique, le complexe de la Romaine se situe sur le parcours de plusieurs autres sites potentiels de production hydraulique. La figure 1 illustre les principaux sites potentiels sur la Côte-Nord et en Minganie ainsi que l'infrastructure de transport projetée du complexe de la Romaine. »*

(Nos soulignés)»

Cette information est aussi conforme avec l'information fournie par le Transporteur dans le cadre de l'évaluation environnementale du BAPE pour ce projet<sup>31</sup>.

*« La solution retenue consiste à construire des lignes à 735 kV tout en les exploitant, dans un premier temps, à une tension de 315 kV pour transporter la production des centrales de la Romaine.*

*Donc nous construirons une ligne à 735 kV entre les postes de la Romaine-2 et Arnaud et une ligne à 315 kV entre les postes de la Romaine-1 et la Romaine-2. Ces lignes constituent le premier raccordement, que nous appelons raccordement sud, à mettre en place entre 2011 et 2016.*

*Puis, nous construirons une ligne à 735 kV entre les postes de la Romaine-3 et la Romaine-4 et une autre entre les postes de la Romaine-4 et du poste des Montagnais. Ces lignes constituent le deuxième raccordement, que nous appelons raccordement nord, à mettre en place entre 2015 et 2020.*

*Cette solution, tout en permettant d'acheminer la production des centrales de la Romaine vers le réseau de transport existant, facilitera l'intégration d'une production additionnelle, qui est déjà prévue au plan stratégique d'Hydro-Québec. Il s'agirait alors de rehausser de 315 kV à 735 kV la tension d'exploitation, sans aucune modification à ces lignes. »*

(Nos soulignés)»

La Régie a également noté la prise en considération de la stratégie énergétique par le Transporteur dans la conception du projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine.

*« [26] Le Transporteur souligne d'abord que la solution qu'il a retenue afin de raccorder le complexe de la Romaine au réseau de transport principal répond de façon optimale à la demande de raccordement du Producteur et qu'il s'agit d'une solution qui s'inscrit dans le cadre de la Stratégie énergétique du Gouvernement du Québec. »*

(Nos soulignés)»

<sup>31</sup> [http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/La%20Romaine\\_raccordement/documents/DA1.pdf](http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/La%20Romaine_raccordement/documents/DA1.pdf), page 6

En considérant les éléments mentionnés ci-dessus, il semble bien que la solution retenue a été conçue en fonction de la stratégie énergétique du Québec qui consistait, entre autres, à développer des centrales hydroélectriques en Minganie. À la lumière des informations divulguées par le Transporteur dans le cadre des audiences du BAPE, il paraît que le Transporteur a décidé d'opter pour les lignes de transport surdimensionnées par rapport aux besoins du projet afin d'optimiser l'intégration de productions électriques futures.

En réponse à la question 14.1 de NEMC, le Transporteur affirme pourtant:

*« Le projet décrit au dossier R-3757-2011 n'a pas été conçu pour intégrer des capacités de production supplémentaires en Minganie. »*

Cette réponse semble être en contradiction avec la preuve dans le dossier R-3757-2011 ainsi qu'avec l'information divulguée au BAPE.

Dans la mesure où les équipements de transport ont été conçus en partie pour l'intégration de projets futurs ne générant pas de garantie de revenus, il y a lieu de questionner l'intégration des coûts associés à ces capacités excédentaires dans la base de tarification du Transporteur. En effet, il serait contraire au principe de neutralité tarifaire d'imposer des coûts reliés à des investissements liés à la croissance de la charge sans revenus supplémentaires aux clients actuels du Transporteur.

Finalement, si le Transporteur a effectivement opté pour la solution décrite devant le BAPE, il serait souhaitable, à des fins de planification, que le Transporteur indique quelles sont les capacités de transit excédentaires suite à cet investissement. Cette divulgation serait en conformité avec la décision D-2012-10 d'avoir un processus de planification transparent et non-discriminatoire.

**Recommandations** : Avant d'intégrer des investissements à la base de tarification, la Régie devrait s'assurer qu'il n'y ait pas de coûts associés à des capacités excédentaires. Le Transporteur devrait aussi divulguer l'existence de ces capacités excédentaires dans la cadre du processus de planification.

c) *Modification du processus de planification pour tenir compte des politiques publiques*

Sans vouloir refaire le débat sur le contenu de l'annexe K de l'OATT du Transporteur, nous aimerions porter à l'attention de la Régie que la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick a accepté certaines modifications à l'annexe K de l'OATT de NB Power pour ajouter la référence aux politiques publiques dans le cadre du processus de la planification du réseau électrique.

En effet, NB Power a proposé à la Commission d'amender son OATT afin de rendre plus transparent l'impact de la divulgation d'informations liées à la planification du réseau découlant des politiques publiques. Ces modifications sont en conformité avec l'ordonnance 1000 de la FERC. L'extrait suivant exprime la position du NB Power sur ce sujet <sup>32</sup>:

*«2.3.9 Transmission Planning and Cost Allocation*

*In Order No. 1000, FERC adopted additional measures on transmission planning and cost allocation:*

*Order No. 1000 amended the transmission planning requirements of Order No. 890 to require that each public utility transmission provider: (1) participate in a regional transmission planning process that produces a regional transmission plan; (2) amend its OATT to describe procedures for the consideration of transmission needs driven by public policy requirements established by local, state, or federal laws or regulations in the local and regional transmission planning processes; and (3) remove federal rights of first refusal from Commission jurisdictional tariffs and agreements for certain new transmission facilities.*

*NB Power recognizes that transmission needs and the best transmission solutions often involve coordinated planning with adjacent Transmission Providers' systems. In some cases multiple systems over a fairly large geographical footprint are involved. Accordingly, NB Power supports FERC's goal in Order No. 1000 of coordination of transmission planning on a "just and reasonable" and "not unduly discriminatory or preferential" basis. NB Power has and continues to participate in transmission planning processes and studies with its neighbours.*

*But, NB Power cannot operate in an autonomous or unilateral fashion in the areas of regional and inter-regional transmission planning. Rather, NB Power must operate within a framework of provincial control over electricity policy. This provincial framework does not currently encompass a formal, regulator approved process for regional or inter-regional transmission planning or regulation. Any utility-driven creation of such a framework would require voluntary multilateral utility agreements that do not exist, and would not likely exist without government approval. This situation makes it infeasible for NB Power to adopt the regional and interregional aspects of Order No. 1000 in its OATT, and thus these provisions are not included in the NB Power OATT.*

*However, NB Power has added wording to Attachment K in response to Order No. 1000's call for an OATT to describe how public policy requirements are to be taken into consideration in the local transmission planning process.*

*NB Power does not propose to adopt wording in its OATT to remove federal rights of first refusal from its OATT because there currently is no such federal right. Furthermore, the New Brunswick Electricity Act*

---

<sup>32</sup> <http://nbeub.ca/opt/M/browserecord.php?-action=browse&-recid=441>, pièce [NBP2.03](#), pages 25 et 26

*subsection 82(1) establishes NB Power as the sole body that can construct any new facilities for transmission service in the Province. »*

(Nos soulignés)

En conformité avec la demande de modifications du NB Power associée à l'annexe K, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick a accepté les modifications à l'annexe K de l'OATT de NB Power. Conformément à cette décision, vous trouverez ci-dessous l'extrait de l'OATT en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> août 2015 traitant de l'impact des politiques publiques dans le processus de planification:

*«4.3.6 The Transmission Provider will accept projections that identify a need for transmission service driven by Public Policy Requirements; or, for regional planning activities, a list of studies that meet regional needs and opportunities, including needs driven by Public Policy Requirements. »<sup>33</sup>*

Comme l'indique l'OATT du NB Power, le processus de planification du NB Power doit rendre publique l'information liée à l'impact des politiques publiques sur la planification du réseau. L'exemple du dossier R-3757-2011, discutés ci-dessus, démontrent clairement que le Transporteur prend en considération les politiques publiques (Stratégie énergétique du Québec 2006-2015) dans le développement de son réseau.

**Recommandation:** À l'instar du NB Power, le Transporteur devrait inclure à son processus de planification un mécanisme de divulgation d'informations publiques qu'il considère dans le cadre de la planification de son réseau et leur impact telle la stratégie énergétique du gouvernement.

**LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.**

---

<sup>33</sup> [http://tso.nbpower.com/Public/en/docs-EN/tariff/TransmissionTariff\\_20150801\\_EN.pdf](http://tso.nbpower.com/Public/en/docs-EN/tariff/TransmissionTariff_20150801_EN.pdf)