

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**R-3669-2008
Phase 2**

**HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse**

et

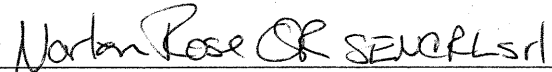
Intervenants

**COMPENDIUM DE LA PREUVE ET DES AUTORITÉS
THÈME 5
CRÉDITS POUR CLIENTS DU SERVICE EN RÉSEAU INTÉGRÉ
PROPRIÉTAIRES D'INSTALLATIONS DE TRANSPORT**

LISTE DES DOCUMENTS PERTINENTS

DESCRIPTION	Onglet
Extraits des ordonnances 890 de la FERC	
Ordonnance 890, p. 416-420, 428-430	1
Ordonnance 890-A, p. 170, 172, 178-183	2
Preuve du Transporteur	
Appendice H TC	3
Pièce HQT-1, doc. 1 (B-129), Mise à jour de la proposition de modifications aux <i>Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec</i> à la suite de l'Ordonnance 890 de la FERC, p. 18-19	4
Pièce HQT-2, doc. 1 (B-73), fiche portant sur l'article 30.9 TC	5
Preuve des Intervenants	
Pièce C-10-47, Rapport Deslauriers et Fontaine, 23 septembre 2010, p. 62	6
Extraits des notes sténographiques	
Extraits du témoignage du panel de témoins du Transporteur, N.S., vol. 5, 22 octobre 20, p. 1-5, 158-169	7
Extraits du témoignage du panel de témoins de SÉ-AQLPA, N.S., vol. 14, 15 février 2011, p. 1-5, 70-85	8

Montréal, ce 27 juin 2011



NORTON ROSE OR, S.E.N.C.R.L., S.R.L.

Procureurs d'Hydro-Québec, dans ses
activités de transport d'électricité

Me Éric Dunberry

Me Marie-Christine Hivon

Me Catherine Martel

Bureau 2500

1, Place Ville-Marie

Montréal (Québec) H3B 1R1

Tél. : (514) 847-4492 (E.D.)

Tél. : (514) 847-4805 (M-C.H.)

Tél. : (514) 847-4987 (C.M.)

Télec. : (514) 286-5474

eric.dunberry@nortonrose.com

marie-christine.hivon@nortonrose.com

catherine.martel@nortonrose.com

HYDRO-QUÉBEC, dans ses activités de
transport d'électricité

Me F. Jean Morel

75, boulevard René-Lévesque Ouest

4e étage

Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : (514) 289-2068

Télec. : (514) 289-3719

morel.jean@hydro.qc.ca

**ORDONNANCE N° 890
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

there remains no reason to exclude the transmission provider from receiving an appropriate share of penalty revenues.

3. Credits for Network Customers

729. In Order No. 888, the Commission established that network customers should be eligible for credits for customer-owned transmission facilities under certain circumstances. Specifically, section 30.9 of the pro forma OATT states that a network customer owning existing transmission facilities that are integrated with the transmission provider's transmission system may be eligible to receive cost credits against its transmission service charges if the network customer can demonstrate that its transmission facilities are integrated into the plans or operations of the transmission provider to serve its power and transmission customers. Section 30.9 also states that new facilities are eligible for credits when the facilities are jointly planned and installed in coordination with the transmission provider.

NOPR Proposal

730. In the NOPR, the Commission proposed severing the link in the pro forma OATT between joint planning and credits for new facilities owned by network customers because such linkage can act as a disincentive to coordinated planning. The Commission proposed deleting from section 30.9 the language that permits transmission providers to refuse crediting for new network customer-owned facilities that are not part of its planning process, and adding language that puts a greater emphasis on comparability. Specifically, the Commission proposed that the network customer shall receive credit for

transmission facilities added subsequent to the effective date of the Final Rule in this proceeding provided that such facilities are integrated into the operations of the transmission provider's facilities and if the transmission facilities were owned by the transmission provider, they would be eligible for inclusion in the transmission provider's annual transmission revenue requirement as specified in Attachment H of the pro forma OATT.

731. In the NOPR, the Commission also declined to allow transmission providers as part of this proceeding to automatically add costs of credits to the transmission provider's cost of service. However, the Commission stated that a transmission provider may propose to add an automatic adjustment clause to its rates in a filing submitted under section 205 of the FPA. The Commission also explained that it would not propose to make credits generically available to point-to-point customers that own transmission facilities, but clarified that if some facilities owned by a point-to-point customer meet all the criteria for credits, consistent with the Commission's statement in Order No. 888, the Commission would address such situations on a fact-specific, case-by-case basis.⁴¹⁶

a. **Severance of Credits and Planning**

Comments

732. The NOPR proposal to sever the link between transmission credits and joint planning by eliminating the joint-planning requirement for credits for new facilities

⁴¹⁶ Order No. 888 at 31,742; Order No. 888-A at 30,271.

constructed by network customers is supported by a cross-section of the industry.⁴¹⁷

Exelon asserts that linking credits to network customers with coordinated planning simply creates an incentive for the transmission provider to avoid coordinated planning with the network customers so that the provider can avoid providing credits. In addition, the criterion of “jointly planned” with the transmission provider provides little or no value for discerning what facilities should qualify for crediting treatment. Further, Exelon argues, tying credits to joint planning is no longer necessary because the Commission’s regional planning initiatives will insure that most, if not all, newly constructed facilities will be jointly planned. While EEI disagrees that the joint planning provision has acted as a disincentive to joint planning, it agrees that the coordinated planning initiatives in the NOPR has made the link unnecessary.

733. FMPA also argues that the link between credits and planning discourages joint planning because companies can avoid transmission rate credits, often for competitors, by simply refusing to jointly plan. FMPA asserts that it makes no sense to create economic disincentives to joint planning. According to these commenters, transmission lines cannot be built without some exchange of information; the joint planning link may discourage the most productive exchange and can create needless and non-productive disputation over whether joint planning did or should have taken place.

⁴¹⁷ E.g., Allegheny, East Texas Cooperatives, ELCON, Exelon, FMPA, MDEA, MidAmerican, MISO, Suez Energy NA, Tacoma, TAPS, and Utah Municipals.

734. PGP points out, however, that credits for new facilities can only result from joint planning, because new facilities must be interconnected with the existing grid, and planning studies are necessary for that to happen. NorthWestern requests that the Commission reconsider its proposal to allow crediting of customer-owned facilities that have not been jointly planned with the transmission provider. NorthWestern contends that allowing the construction of network facilities and making a judgment after the fact is inefficient and will result in protracted litigation and facilities that do not serve the overall grid as efficiently as planned facilities. PNM-TNMP contends that the Commission's proposed action to "sever the link" will excuse the network customer from the coordinated planning process and can only operate at cross-purposes with the coordinated transmission planning goal that is addressed in the planning sections of the NOPR.

Commission Determination

735. The Commission adopts the NOPR proposal to sever the link in the pro forma OATT between joint planning and credits for new facilities owned by network customers. The proposal received broad industry support, and we agree with these commenters that the link between credits for new facilities and the requirement for joint planning can act as a disincentive to coordinated planning, which is contrary to the Commission's original objective in adopting the provision. A transmission provider has an incentive to deny coordinated planning in order to avoid granting credits for customer-owned transmission facilities.

736. We find that arguments against the proposal are largely theoretical and do not adequately take into account the coordinated planning provisions proposed in the NOPR. The coordinated planning initiatives that the Commission is adopting in the Final Rule will ensure that most, if not all, transmission facilities are planned on a coordinated basis, making it unnecessary to retain this provision of section 30.9.

b. The New Test to Determine Eligibility for Credits

737. Comments support the test for new facilities proposed in the NOPR.⁴¹⁸ Some argue that the test for network customer credits should continue to be whether the network customer's facilities provide capability and reliability benefits to the grid – the same standard that would apply to inclusion of the facilities in the transmission provider's cost of service if the transmission provider constructed the facilities.⁴¹⁹ MidAmerican states that further clarification of this point in the Final Rule would be beneficial in minimizing disputes over this issue. Likewise, MidAmerican asks the Commission to clarify in the Final Rule that such credit can be applied only to network customers taking OATT service and not to transmission customers that are under non-OATT (i.e., grandfathered bundled agreements) contracts. PGP supports the new rules

⁴¹⁸ E.g., Allegheny, EEI, Exelon, MISO, Nevada Companies, South Carolina E&G, Suez Energy NA, and Tacoma.

⁴¹⁹ E.g., Allegheny, Ameren, and MidAmerican.

facilities, and require credits to be available for facilities that are integrated with the transmission grid, without any showing of additional benefits and irrespective of whether the service in question is interconnection service, network service, or point-to-point service. Entegra further argues that the Commission should allow customers to sell transmission credits to obtain transmission service elsewhere on the transmission provider's system. By allowing the development of a more liquid market for such credits, Entegra reasons, the Commission could increase the willingness of market participants to fund upgrades to the transmission system.

752. TDU Systems request that the Commission recognize that inequities have occurred and, if any upgrades are required to make network customers' facilities comparable (or comparably integrated), the costs of such network upgrades should be rolled into the transmission providers' rates.

Commission Determination

753. The Commission declines to adopt the credits test for new facilities proposed in the NOPR. The intent underlying that proposal was to prevent application of the integration test in a manner that exclusively benefits the transmission provider.⁴³⁴ After reviewing the comments, we conclude that the proposed test may not in fact accomplish this objective. The test proposed in the NOPR may not effectively set forth the relationship of the integration standard to the comparability requirement. We therefore

⁴³⁴ See NOPR at P 256.

revise the test as follows, to more accurately reflect the Commission's intent as expressed in the NOPR: a network customer shall receive credit for transmission facilities added subsequent to the effective date of the Final Rule if such facilities are integrated into the operations of the transmission provider's facilities; provided however, the customer's transmission facilities shall be presumed to be integrated if the transmission facilities, if owned by the transmission provider, would be eligible for inclusion in the transmission provider's annual transmission revenue requirement as specified in Attachment H of the pro forma OATT.

754. Under our precedent, a transmission provider's facilities are presumed to provide benefits to the transmission grid, whereas a transmission customer must make an affirmative showing that its facilities provide benefits in order to qualify for credits.⁴³⁵ Under the test we adopt in this Final Rule, a transmission customer will be required to meet the integration standard under pro forma OATT section 30.9 in order to receive a credit for its facilities.⁴³⁶ Because joint planning will no longer be required in order to

⁴³⁵ See e.g., North East Texas Electric Cooperative, Inc., 108 FERC ¶ 61,084; East Texas Electric Cooperative, Inc. v. Central and South West Services, Inc., 114 FERC ¶ 61,027.

⁴³⁶ The integration standard, in brief, requires that to be eligible for credits under pro forma OATT section 30.9, the customer must demonstrate that its facilities not only are integrated with the transmission provider's system, but also provide additional benefits to the transmission grid in terms of capability and reliability and can be relied on by the transmission provider for the coordinated operation of the grid. Southwest Power Pool, Inc., 108 FERC ¶ 61,078 at P 17 (2004) (citing Order No. 888-A at 30,271), reh'g denied, 114 FERC ¶ 61,028 (2006). This policy is premised on the principle that "just as

(continued)

obtain credits, we find that it is particularly important in this context to require a showing that a network customer's facilities provide benefits to the transmission provider's grid, i.e., a transmission customer should not be eligible for credits for facilities that the network customer may use to provide service for itself but that the transmission provider does not need to use to provide transmission service to any other customer. However, to ensure comparability, a presumption of integration will be afforded to transmission customer facilities if it is shown that, if owned by the transmission provider, such facilities would be eligible for inclusion in the transmission provider's rate base.

c. **Application of the New Test to Existing Facilities**

Comments

755. Several commenters object to the Commission's proposal to apply the new comparability test in section 30.9 to new facilities, and not to existing facilities.⁴³⁷ If the Commission requires the same integration standard for both existing and new facilities,

the transmission provider cannot charge the customer for facilities not used to provide transmission service, the customer cannot get credits for facilities not used by the transmission provider to provide service." Id. at P 20 (citing Order No. 888-A at 30,271 & n.277); accord East Texas Coop., Inc. v. Central & South West Services, Inc., 108 FERC ¶ 61,079 at P 28 (2004), reh'g denied, 114 FERC ¶ 61,027 (2006); Southern California Edison Co., 108 FERC ¶ 61,085 at P 10 (2004); Northern States Power Co., 87 FERC ¶ 61,121 at 61,488 (1999); Florida Municipal Power Agency v. Florida Power & Light Co., 74 FERC ¶ 61,006 at 61,010 (1996), reh'g denied, 96 FERC ¶ 61,130 at 61,544-45 (2001), aff'd sub nom. Florida Municipal Power Agency v. FERC, 315 F.3d 362 (D.C. Cir. 2003).

⁴³⁷ E.g., APPA, FMPA, MDEA, NRECA, and TAPS.

**ORDONNANCE N° 890-A
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

should distribute the penalty revenue received in a given hour to those non-offending customers in that hour, i.e., those customers to whom the penalty component did not apply in the hour. Customers that were out of balance, but within the first tier, should therefore be included in the distribution. Since most transmission customers will be out of the first deviation band at some hour during the month, we agree that it would not be appropriate to exclude these customers from receiving a pro rata portion of penalty revenues in the other hours. In response to NorthWestern, we clarify that the transmission provider, as part of its distribution methodology, may address how distributions may be affected by the transmission provider's inability to recover the costs incurred to provide imbalance service.

2. Credits for Network Customers

a. Severance of Credits and Planning

334. In Order No. 890, the Commission adopted the NOPR proposal to sever the link in the pro forma OATT between joint planning and credits for new facilities owned by network customers. The Commission concluded that linking credits for new facilities to a joint planning requirement can act as a disincentive to coordinated planning, which is contrary to the Commission's original objective in adopting the provision. The Commission also concluded that the coordinated planning initiatives adopted in Order No. 890 will ensure that most, if not all, transmission facilities are planned on a coordinated basis, notwithstanding the severance of the link between credits for new facilities and joint planning.

linkage between credits and joint planning gave the transmission provider an incentive to deny coordinated planning to avoid granting credits for customer-owned facilities.¹²² Therefore, it was necessary to sever the link between credits and joint planning. Any efficiencies that may be lost by severing that link should be offset by the increased efficiencies resulting from the coordinated planning initiative required in Order No. 890, which the Commission noted will ensure that most, if not all, transmission facilities are planned on a coordinated basis.¹²³ With the clarifications provided below, we do not expect that severing the link between joint planning and credits will lead to unnecessary litigation.

b. The New Test to Determine Eligibility for Credits

338. In Order No. 890, the Commission declined to adopt the credits test for new facilities proposed in the NOPR and, instead, revised the test to more accurately reflect the Commission's intent as expressed in the NOPR. A transmission customer is required to meet the integration standard under pro forma OATT section 30.9 to receive a credit for its facilities. Under the integration standard, the customer must demonstrate that its facilities not only are integrated with the transmission provider's system, but also provide additional benefits to the transmission grid in terms of capability and reliability and can

¹²² See Order No. 890 at P 735.

¹²³ See id. at P 736.

347. Entergy and Florida Power also request that the Commission change its policy of applying a stricter standard to a transmission provider's own facilities when a network customer has been denied credits. These petitioners state that, when the Commission denies credits for customer-owned facilities, it applies the same integration test to the transmission provider's facilities as that applied to the network customer's facilities. The petitioners argue that application of the integration test to the transmission provider's facilities in that instance is unreasonable since the nature of those facilities does not change. They argue that different tests for transmission providers and network customer systems are appropriate since each are planned for and used differently. In their view, concerns about comparability can be addressed by allowing a transmission provider's looped facility to be rolled into rate base only if the transmission provider uses the facility to serve a transmission customer or the transmission customer's retail customers.

348. Entergy and Florida Power further claim that the Commission's approach is inconsistent with the treatment of generator interconnections because the Commission's policy entitling an interconnecting generator to credits against transmission charges does not change simply because the Commission has denied a network customer credits. These petitioners contend that an interconnecting generator could be entitled to credits when at the same time the transmission provider could be prohibited from rolling the costs of those credits into its rates.

Commission Determination

349. The Commission denies rehearing of the decision in Order No. 890 to modify the credits test for new customer-owned facilities. In Order No. 890, the Commission

explained that it was retaining the existing integration standard, but adopting a new presumption of integration for customer-owned facilities that would be included in rate base if owned by the transmission provider.¹³⁰ The integration standard to be applied to new facilities under section 30.9 therefore remains unchanged, so Commission precedent regarding application of the standard will continue to apply. Specifically, to satisfy the integration standard set forth in section 30.9 of the pro forma OATT, it must be shown that a new facility is integrated with a transmission provider's system, provides additional benefits to the transmission grid in terms of capability and reliability, and can be relied on by the transmission provider for the coordinated operation of the grid.¹³¹ However, in recognition of the new requirement for transmission providers to plan their system on an open and coordinated basis, a customer's transmission facilities will be presumed to be integrated if the facilities, if owned by the transmission provider, would be eligible for inclusion in the transmission provider's annual transmission revenue requirement as specified in Attachment H of the pro forma OATT.

350. The adoption of this presumption is necessary to ensure comparability between network customers and transmission providers serving native load. It is reasonable to presume, without application of any particular standard or test, that the transmission provider's facilities benefit the network because they are planned, constructed and

¹³⁰ Order No. 890 at P.753-754.

¹³¹ Southwest Power Pool, Inc., 108 FERC ¶ 61,078 at P 17 (2004) (citing Order No. 888-A at 30,271), reh'g denied, 114 FERC ¶ 61,028 (2006).

owned, from the beginning, by the transmission provider to meet its obligations to its customers. In comparison, because customer-owned facilities are generally constructed to serve that individual customer's needs, the Commission requires the customer to satisfy the integration standard in order to qualify for credits. The Commission concluded in Order No. 890 that it is now reasonable to presume that any new customer-owned facilities satisfy the integration standard, to the extent they would be included in the transmission provider's revenue requirement if they were owned by the transmission provider, in light of the requirement imposed on transmission providers to implement an open and coordinated transmission planning process that applies to all transmission facilities.

351. To the extent necessary, we clarify that these presumptions of integration are rebuttable both as applied to the transmission provider and the network customer. For the network customers' facilities, transmission providers may challenge the presumption that the customer's facilities are integrated by showing they do not actually meet the integration standard, notwithstanding the fact that they are similar to facilities in the transmission provider's rate base. Similarly, the presumption that a transmission provider's facilities benefit the network could be overcome by a showing that the facilities, in fact, do not provide such benefit. By allowing the presumptions of integration to be rebutted, the Commission will ensure that only the costs of facilities that are actually part of the integrated network that serves all customers will receive credits. It also serves as an incentive for the transmission provider to give credits to network

customers that own integrated facilities and remove from its rate base its own non-integrated facilities.

352. In light of the modifications to the credits test adopted in Order No. 890, we further clarify that denial of credits for a network customer no longer triggers a need for the transmission provider to demonstrate that its own facilities satisfy the integration standard, because credits for network customer facilities can now be denied only after an affirmative showing by the transmission provider that its facilities are not similar under the integration test to those of the network customer (*i.e.*, by overcoming the presumption of integration). This approach departs from the approach adopted in FP&L,¹³² but reflects the fact that the new rebuttable presumption in favor of the transmission customer has shifted the burden to the transmission provider to provide evidence that credits for the customer are not warranted.

353. To provide clarity regarding how to implement the presumption that a network customer's facilities are integrated, we make clear that a network customer may justify application of the presumption by reference to the existing facilities in the transmission provider's rates. A customer need only show that its new facilities are similar in design and purpose to facilities owned by the transmission provider that are included in rates. A transmission provider may overcome the network customer's presumed integration by

¹³² Florida Mun. Power Agency v. Florida Power and Light Co., 74 FERC ¶ 61,006 at 61,010 (1996) (finding that the integration of facilities into the plans or operations of a transmitting utility is the proper test for cost recognition), *reh'g denied*, 96 FERC ¶ 61,130 at 61,544-45 (2001), *aff'd sub nom. Florida Mun. Power Agency v. FERC*, 315 F.3d 362 (D.C. Cir. 2003).

demonstrating, with reference to its own facilities that meet the integration standard, that the network customer's new facilities do not meet the standard. To the extent there are disputes regarding whether a customer's new facilities are sufficiently similar to those in the transmission provider's rate base, we encourage transmission providers and customers to resolve those disputes informally or with the assistance of the Commission's Dispute Resolution Service.

354. We reject requests to eliminate the presumption of integration for new customer-owned facilities, as advocated by certain transmission providers. The planning-related reforms adopted in Order No. 890 will ensure that a process exists to jointly plan all transmission facilities, including new facilities developed by customers. Comparability requires that transmission providers and customers alike benefit from a presumption of integration. It is also appropriate for both the transmission provider and its customers to be subject to the integration standard to the extent the presumption of integration is overcome, notwithstanding any coordinated planning of those facilities. Under Order No. 890, the Commission therefore will not apply, as some petitioners imply, a different or stricter standard to a transmission provider's own facilities when a network customer has been denied credits.

355. We disagree with claims that a presumption of credits for certain customer-owned facilities will encourage over-building or harm reliability. Facilities owned by transmission providers have long enjoyed a presumption of integration, yet petitioners do not object to the presumption as applied to those facilities. Petitioners offer no reason to believe that application of a comparable presumption for new customer-owner facilities

would lead to reliability or operational difficulties, particularly in light of the obligation for transmission providers under Order No. 890 to plan their transmission systems on an open and coordinated basis.¹³³ We also believe that it is unlikely that a transmission provider would be required to provide credits to an interconnecting generator, but be prohibited from rolling the same credits into its rates. Nevertheless, should any such circumstance arise, the transmission provider should bring the issue to the Commission's attention for resolution.

c. Application of the New Test to Existing Facilities

356. In Order No. 890, the Commission concluded that the new test for determining credits will apply only to transmission facilities added subsequent to the effective date of Order No. 890. The Commission found that there is no reason to revisit the determinations with respect to the number of customer-owned transmission facilities that have been developed, and resulted in credits negotiated and litigated, under the prior test that the Commission determined to be just and reasonable at the time.¹³⁴ On a prospective basis, however, given the increased planning and coordination required in Order No. 890, the Commission stated that it is appropriate to apply the new test for determining credits.

¹³³ As we discuss in section III.B, planning activities must be open to all customers, who must provide information regarding expected uses of the system so that the transmission provider can plan for their needs.

¹³⁴ See East Texas Electric Coop., Inc. v. Central and South West Services, Inc., 114 FERC ¶ 61,027 (2006).

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

APPENDICE H

Revenus annuels requis de transport aux fins du service de
transport pour l'alimentation de la charge locale et du service
de transport en réseau intégré

1. Les revenus requis annuels du Transporteur aux fins du service de transport pour la charge locale et du service en réseau intégré sont de 2 575 008 000 \$.
2. Le montant indiqué en (1) s'applique tant qu'il n'est pas modifié par la Régie.
3. Conformément à la décision D-2009-015 de la Régie de l'énergie, un cavalier de 3 576 400 \$ s'applique en réduction des revenus requis annuels indiqués au paragraphe 1 ci-dessus pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2009.

**MISE À JOUR DE LA PROPOSITION DE
MODIFICATIONS AUX
TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC
À LA SUITE DE L'ORDONNANCE N° 890 DE LA FERC**

- 1 - être liés au coût de correction de l'écart;
- 2 - être structurés pour promouvoir une programmation plus efficace, par
- 3 exemple augmenter lorsque les écarts s'accroissent; et
- 4 - tenir compte des particularités que présente l'énergie produite à partir
- 5 de sources intermittentes.

6 ***Orientation du Transporteur***

7 Le Transporteur a entrepris des démarches pour faire suite à la décision
8 D-2009-015 de la Régie, rendue le 5 mars 2009. Les travaux requis sont
9 importants et il entend faire le point ultérieurement sur ce sujet.

10

11 **3.5 Crédits pour clients du service en réseau intégré propriétaires 12 d'installations de transport**

13 D'après l'ordonnance n° 888, les clients en réseau ont droit à certains crédits,
14 appliqués à leurs frais de transport, s'ils peuvent démontrer que les
15 installations de transport dont ils sont propriétaires sont intégrées aux
16 procédures ou à l'exploitation du fournisseur de transport pour servir ses
17 clients. De nouvelles installations donnent droit à des crédits si elles sont
18 planifiées de concert avec le fournisseur de transport et si elles sont
19 implantées en coordination avec ce dernier.

20 L'ordonnance n° 890 rompt le lien entre la planification conjointe et
21 l'admissibilité aux crédits pour ces installations. De l'avis de la FERC, ce lien
22 peut inciter le fournisseur de transport à refuser la planification conjointe pour
23 éviter d'accorder des crédits au client propriétaire d'installations de transport²⁹.
Dorénavant, le client en réseau a droit à des crédits sur la base de la
présomption suivante : les installations dont il est propriétaire sont présumées

²⁹ Ordonnance n° 890, paragraphes 85, 729, 735.

1 intégrées à l'exploitation du fournisseur de transport si elles pouvaient être
2 incluses dans les revenus requis annuels de ce dernier, si elles
3 lui appartenaient³⁰.

4 ***Orientation du Transporteur***

5 Le Transporteur propose de modifier l'article 30.9 des *Tarifs et conditions* pour
6 intégrer, comme le fait l'ordonnance n° 890, la présomption plus avant décrite
7 pour déterminer l'admissibilité aux crédits du client en réseau intégré
8 propriétaire d'installations de transport. Cette orientation est précisée dans la
9 fiche sur l'article 30.9 de la pièce HQT-2, Document 1.

10

11 **3.6 Cession ou revente de capacité**

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

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

18 Dans l'ordonnance n° 890, elle lève ainsi ce prix plafond pour éliminer un
19 obstacle non souhaitable à la revente de capacité et stimuler davantage la
20 création d'un tel marché. Cette levée devrait accroître l'utilisation des réseaux
21 et assurer que le service de transport de point à point est juste, raisonnable, et
22 non indûment discriminatoire³². Dans l'ordonnance n° 890-A³³, la FERC
précise que cette levée du prix plafond est en vigueur jusqu'au

³⁰ Ordonnance n° 890, paragraphe 753.

³¹ Ordonnance n° 890, paragraphes 85, 778.

³² Ordonnance n° 890, paragraphes 808, 85.

³³ Ordonnance n° 890-A, paragraphe 390.

Article 30.9

Thème	Objet de la modification
Crédits pour clients du service en réseau intégré propriétaires d'installations de transport	Installations de transport appartenant au client du service en réseau intégré
Révision mise en place par l'ordonnance 890	
La FERC a conclu dans l'ordonnance 890 que des précisions sur le crédit relatif aux ajouts aux installations d'un client en réseau intégré étaient nécessaires afin de préciser que le client aura droit un crédit seulement si le coût annuel de telles installations pouvait être inclus dans les revenus annuels du Transporteur si elles appartenaient à ce dernier.	
Proposition de modification aux Tarifs et conditions	
<p>30.9 Installations de transport appartenant au client du réseau intégré : Le client du réseau intégré auquel appartiennent des installations de transport existantes qui sont intégrées au réseau de transport du Transporteur peut avoir droit à une rémunération versée au moyen d'un crédit sur les sommes qui lui sont facturées ou suivant toute autre méthode. Pour recevoir cette rémunération, le client du réseau intégré doit démontrer que ses installations de transport sont intégrées à la planification et à l'exploitation du Transporteur afin de desservir tous ses clients qui lui achètent de l'électricité ou un service de transport. Dans le cas des installations construites ajoutées par le client du réseau intégré après la date du début du service en vertu de la Partie III des présentes, le client du réseau intégré recevra un crédit <u>pour ces installations de transport ajoutées lorsque si ces installations sont intégrées à l'exploitation des installations du Transporteur; toutefois, les installations de transport du client du réseau intégré sont présumées intégrées si ces dernières, si elles appartenaient au Transporteur, pouvaient être incluses dans les revenus requis annuels de celui-ci indiqués à l'appendice H des présentes, planifiées en commun et installées en collaboration avec le Transporteur.</u> Le mode de calcul du crédit <u>en vertu du présent article</u> doit être déterminé dans la convention de service du client du réseau intégré ou dans une autre convention conclue entre les parties.</p>	
Description et justification de la modification	
Cette modification précise que pour octroyer un crédit au client en réseau intégré pour des installations de transport qu'il construit sur son propre réseau, ces installations devraient être éligibles à faire partie des actifs du Transporteur si elles appartenaient à ce dernier.	
Impact sur le régime réglementaire et la clientèle	
La proposition n'a à l'heure actuelle pas d'impact sur le régime réglementaire. Elle offre toutefois plus de certitude quant aux droits du client en réseau intégré qui ajoute des installations de transport à son réseau.	
Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif <i>pro forma</i> de la FERC	
Ordonnance 890: § 729 & suivants; Ordonnance 890-A: § 334 & suivants; Ordonnance 890-B: § 46 & suivants.	
Autres articles visés des Tarifs et conditions	
Sans objet.	

6

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

CAUSE TARIFAIRE 2009
DE TRANSÉNERGIE

DOSSIERS R-3669-2008, PHASE 2

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Transporteur (TransÉnergie)

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

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

RAPPORT D'EXPERTISE

Jean-Claude Deslauriers, ing.
Jacques Fontaine

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

Le 11 juin 2009
Version révisée le 23 septembre 2010

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

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

8.6 L'INTÉGRITÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT - LE CRÉDIT POUR CLIENTS DU SERVICE EN RÉSEAU INTÉGRÉ PROPRIÉTAIRES D'INSTALLATIONS DE TRANSPORT (ART. 30.9)

Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose à l'article 30.6 de ses *Tarifs et conditions* et à l'instar de la FERC, que le client du service en réseau intégré (il n'y en a actuellement aucun au Québec) bénéficie d'un crédit s'il est propriétaire d'installations de transport.

Cette modification est en ligne avec l'actuel Appendice J des *Tarifs et conditions* de TransÉnergie qui prévoit déjà que le producteur d'électricité bénéficie d'un remboursement pour le coût de son poste de départ (incluant son réseau collecteur éolien) qu'il construit, en autant que ce coût ne dépasse pas un certain seuil visant à assurer que cet actif est prudemment acquis et utile (c'est-à-dire non surdimensionné).

Tous ces actifs sont des composantes du réseau de transport.

Tout comme l'Appendice J, cette modification à l'article 30.6 de ses *Tarifs et conditions* assure la logique du traitement réglementaire de toutes les composantes du réseau de transport.

RECOMMANDATION NO. 28 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter la modification proposée par Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) à l'article 30.6 de ses *Tarifs et conditions* afin que le client du service en réseau intégré bénéficie d'un crédit s'il est propriétaire d'installations de transport.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

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

DOSSIER : R-3669-2008

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

AUDIENCE DU 22 OCTOBRE 2010

VOLUME 5

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
<p>R-3669-2008 AUDIENCE 22 OCTOBRE 2010</p> <p style="text-align: center;">COMPARUTIONS</p> <p>Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE: Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS: Me DENIS PALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)</p> <p>Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH)</p> <p>Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HÉLENE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC)</p> <p>Me STEVE CADRIN, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)</p>	<p>1 PANEL 6 2 MARIE-CLAUDE LALANDE 3 SYLVAIN CLERMONT 4 Interrogés par Me Marie-Christine Hivon 172 5 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin 178 6 Contre-interrogés par Me André Turmel 181 7 8 AUDIENCE CONTINUÉE LE 26 OCTOBRE 2010 A 9 H 00 9 10 ----- 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25</p>
Page 3	Page 5
<p>1 TABLE DES MATIERES 2 Page 3 4 LISTE DES PIÈCES 5 5 LISTE DES ENGAGEMENTS 6 6 PREUVE DE LA REQUÉRANTE 7 PANEL 3 8 JUDAH ROSE 9 MARIE-CLAUDE ROQUET 10 FRANÇOIS HÉBERT 11 SYLVAIN CLERMONT 12 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin 7 13 Contre-interrogés par Me Jean-François Ouimette 128 14 Contre-interrogés par Mme Lucie Gervais 133 15 Réinterrogés par Me Marie-Christine Hivon . . . 145 16 PANEL 5 17 MARIE-CLAUDE LALANDE 18 SYLVAIN CLERMONT 19 Contre-interrogés par Me Hélène Sicard 160 20 21 22 23 24 25</p>	<p>1 LISTE DES PIÈCES 2 Page 3 4 C-6-67 : Décisions (2) en vertu de 5 l'article 73. 127 6 B-164 : Présentation PowerPoint de 7 madame Marie-Claude Lalande. . . . 178 8 9 ----- 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25</p>

Page 158

1 longtemps que la question de l'ATC n'aura pas été
2 réglée.

3 Il y a d'autres sujets et d'autres façons,
4 je pense, de faire avancer ce dossier-là.

5 Me ANDRÉ TURMEL :

6 Est-ce que vous me permettez?

7 LE PRÉSIDENT :

8 Merci, Maître Dunberry.

9 Me ANDRÉ TURMEL :

10 Pardon, Monsieur le Président, avec votre
11 permission.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Maître Turmel.

14 Me ANDRÉ TURMEL :

15 Je pense que mon confrère n'a pas compris ce que
16 j'ai mentionné. Nous sommes tout à fait prêts,
17 comme il dit, à faire un tout de chemin. Nous, on
18 n'a aucun problème à ce que les autres sujets, les
19 12 autres sujets qui restent ou 13 autres sujets
20 soient présentés et on est prêts à faire notre
21 contre-interrogatoire, là n'est pas la question,
22 sans aucun problème. Je pense que c'était le
23 sens... il mélange ceci avec la preuve. Alors,
24 nous, on est prêts à continuer pour qu'il fasse
25 toute sa preuve et qu'on contre-interroge.

Page 159

1 Maintenant, quant à notre preuve présentée
2 par nos deux témoins, et c'est là-dessus que j'en
3 avais, Maître Dunberry, alors effectivement nous on
4 s'attend à ce que ce soit présenté logiquement quand
5 la preuve du Transporteur est close, sinon on scinde
6 la preuve et, là, ça devient un capharnaüm.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Et ici la Régie a entendu les commentaires de chacun
9 et en fin d'après-midi nous donnerons des
10 instructions quant au déroulement de la semaine
11 prochaine. Et pour l'instant, nous allons procéder
12 avec le panel.

13 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

14 Et nous sommes également disposés à procéder sur le
15 thème 6 dans la mesure où nous entrevoyons très peu
16 de contre-interrogatoires à moins de revirement de
17 situations par rapport à ce qui est contenu dans la
18 preuve écrite.

19 Alors, le panel pour le thème 5, Crédits
20 pour clients du service en réseau intégré est
21 constitué de madame Marie-Claude Lalande, chef
22 commercialisation à Hydro-Québec TransÉnergie ainsi
23 que monsieur Sylvain Clermont, chef réseau voisin à
24 TransÉnergie qui sont les deux personnes qui sont
25 sur le panel non seulement du thème 5 mais également

Page 160

1 du thème 6. Ça a ça de pratique.

2 En ce qui concerne le thème 5, il s'agit
3 d'une modification à l'article 30.9 uniquement des
4 Tarifs et conditions, qui est inclus dans la partie
5 3, soit le service en réseaux intégrés.

6 La preuve pertinente à ce sujet est déjà
7 au dossier, il n'y a pas lieu d'adopter de preuve
8 additionnelle par le panel. Le panel n'a pas non
9 plus de présentation additionnelle à faire ni de
10 présentation PowerPoint.

11 Alors, madame Lalande et monsieur Clermont
12 sont disponibles pour des contre-interrogatoires,
13 mais il n'y a pas d'autre preuve à ajouter.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Merci, Maître Hivon. Donc, nous en sommes à
16 procéder par l'ordre alphabétique inverse. Donc,
17 premier groupe invité serait l'Union des
18 municipalités du Québec. Pas de questions. L'Union
19 des consommateurs, Maître Sicard.

20 CONTRE-INTERROGÉS PAR HÉLENE SICARD :

21 Q.183 Bonjour. Hélène Sicard pour l'Union des
22 consommateurs. Bonjour, Madame.

23 Mme MARIE-CLAUDE LALANDE :

24 R. Bonjour.

25 Q.184 Monsieur Clermont.

Page 161

1 M. SYLVAIN CLERMONT :

2 R. Bonjour.

3 Q.185 Alors, votre expert monsieur Rose ce matin
4 ou hier nous a répondu, et je voudrais
5 savoir si vous êtes d'accord avec ça, et
6 j'en suis sur les principes de
7 réciprocité. Et je suis à la page 77,
8 petite page, de la transcription du 21
9 octobre, dans le haut de la page. Je vais
10 vous lire ce que le témoin disait. 77.
11 Parlant du Canada, des États-Unis et de
12 890:

13 « We are separate
14 countries, with
15 separate political
16 systems, separate
17 provinces and so that
18 you don't have to file
19 and do line by line
20 compliance with U.S.
21 law with respect to
22 this issue. »

23 Et il parle à ce moment-là de l'annexe K.
24 Mais êtes-vous d'accord avec ce...

25 R. Juste préciser, à quel endroit exactement.

41 (Pages 158 to 161)

Page 162

1 Q.186 Petite page 77 des transcriptions du 21
2 octobre 2010.
3 R. O.K., je vois.
4 Q.187 Ça va?
5 R. Oui.
6 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
7 Maître Sicard, je comprends que vous avez une
8 question en matière de réciprocité sur le panel en
9 matière de service pour...
10 Me HÉLENE SICARD :
11 Vous adoptez un article et vous adoptez des
12 changements qui ressemblent à ce qu'il y a dans la
13 FERC. Pouvez-vous me laisser terminer ma question?
14 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
15 Je pensais que vous aviez terminé votre question.
16 Me HÉLENE SICARD :
17 Le Banc et vous, sur la base de vos objections,
18 quand j'ai posé les questions au premier panel, on
19 m'a dit que les questions de réciprocité, je devais
20 les poser au cas par cas pour chaque changement et
21 chaque sujet. C'est ce que j'essaie de faire là.
22 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
23 Allez-y.
24 Me HÉLENE SICARD :
25 Merci.

Page 163

1 Q.188 Vous avez entendu l'expert faire cette
2 réponse?
3 Mme MARIE-CLAUDE LALANDE :
4 R. Oui.
5 Q.189 Est-ce que, pour vous, le principe de ne
6 pas avoir à respecter line by line ce que
7 la FERC a demandé est un principe général
8 qui devrait s'appliquer à toutes vos
9 conditions de service?
10 R. Est-ce que vous aviez une autre question?
11 Q.190 Non, c'est la première question.
12 R. Pouvez-vous la répéter, parce que vous
13 m'avez demandé si je l'avais lue, j'ai dit
14 oui.
15 Q.191 Est-ce que, selon vous, ce principe, parce
16 que l'expert ici témoigne pour l'annexe K,
17 le fait qu'on ne doit pas adopter, parce
18 qu'on est deux pays différents, des
19 modifications line by line est un principe
20 qui est applicable à l'article 30.09?
21 R. Quand on a lu l'ordonnance 890, ce qu'on a
22 fait pour chacune des dispositions, c'est
23 qu'on a analysé les propositions de la
24 FERC dans le contexte québécois, puis on a
25 décidé, on devait décider donc si dans

Page 164

1 chacun des cas, on devait adopter ces
2 modifications-là. Dans ce cas-ci, on l'a
3 fait.
4 Q.192 Donc, dans ce cas-ci, vous avez décidé
5 qu'il était opportun d'adopter un line by
6 line?
7 R. Je ne peux pas vous dire que c'est un line
8 by line. Ce que je vous dis, c'est qu'on
9 a adopté les modifications que vous
10 retrouvez à l'article 30.9.
11 Q.193 Et vous n'êtes pas en mesure de me les
12 comparer avec celles de la FERC, c'est ce
13 que vous me dites?
14 R. Il y a une traduction qui rentre en jeu.
15 Q.194 Mais dans le contexte québécois, outre le
16 fait de vous rapprocher de l'ordonnance de
17 la FERC, pour quelle raison pensez-vous
18 que ce texte-là est pertinent?
19 R. Bien, comme vous le savez, on a adopté une
20 partie 3 lors de l'adoption des Tarifs et
21 conditions. Donc, cette partie-là existe.
22 Vous savez comme moi qu'on n'a pas de
23 clients à l'heure actuelle dans la partie
24 3. Par ailleurs, dans l'analyse donc des
25 modifications proposées dans le 890, on a

Page 165

1 jugé opportun de mettre à niveau cette
2 section-là et dans l'éventualité où un
3 client arriverait en réseau intégré, on
4 serait à niveau avec les dispositions du
5 890.
6 Q.195 Donc, ce que je comprends, c'est que vous
7 adoptez une suggestion de la FERC, vous
8 l'adaptez en prévision qu'éventuellement,
9 ça pourrait devenir nécessaire et utile de
10 l'avoir dans le texte des tarifs?
11 R. Ce que je vous ai dit, c'est qu'à partir
12 du moment où on a une section 3 et qu'il y
13 a des dispositions qui sont mises à
14 niveau, on détermine si cette mise à
15 niveau là est utile, raisonnable, puis on
16 a jugé que dans ce cas-ci, ça l'était.
17 Q.196 Mais concrètement là, si ça entre en
18 vigueur dans un espace rapproché, ça va
19 changer quoi pour le Transporteur, ça va
20 être quoi l'utilité de ça au Québec?
21 R. On va être à niveau.
22 Q.197 O.K., merci.
23 Ça complète mes questions.
24 LE PRÉSIDENT :
25 Merci, Maître Sicard. Donc, la Régie invite

42 (Pages 162 to 165)

Page 166	Page 168
<p>1 Stratégies énergétiques et Association québécoise de 2 la lutte contre la pollution atmosphérique. Pas de 3 questions. Ontario Power Generation, pas de 4 questions. 5 Me LOUISE CADIEUX : 6 Non. 7 LE PRÉSIDENT : 8 Merci. Newfoundland and Labrador Hydro, Maître 9 Turmel? Pas de questions. Pour le GRAME, maître 10 Paquet? 11 Me GENEVIEVE PAQUET : 12 Pas de questions. 13 LE PRÉSIDENT : 14 Pas de questions. Pour Énergie Brookfield 15 Marketing, Maître Hamelin? Pas de questions. Pour 16 l'ACEF de Québec? 17 Me DENIS FALARDEAU : 18 Pas de questions. 19 LE PRÉSIDENT : 20 Pas de questions. Alors, pour la Régie, Maître 21 Ouimette? 22 Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE : 23 Pas de questions. 24 LE PRÉSIDENT : 25 Pas de questions.</p>	<p>1 le cadre du panel numéro 6, qui vise spécifiquement 2 la question des articles relatifs au déplaçonnement 3 de revente et cession de capacité, la possibilité de 4 le déposer. 5 Alors, je ne sais pas s'il y a des 6 objections toujours en vigueur. L'ordonnance 739 de 7 la FERC. Les copies sont ici depuis lundi matin. 8 Me ANDRÉ TURMEL : 9 J'apprends que les copies sont là depuis lundi 10 matin. Mais je vais simplement le regarder. Je ne 11 fouille pas dans les documents de mes confrères là. 12 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 13 On les avait mis à votre disposition lundi. 14 Me ANDRÉ TURMEL : 15 Si vous pouvez me donner quelques minutes pour le 16 regarder. Mais encore là, Monsieur le Président, 17 quand bien même c'est une décision de la FERC, si ça 18 sert à vouloir compléter leur preuve, il me semble 19 un peu tard pour compléter la preuve. Si on veut en 20 tirer un argument additionnel en argumentation, bien 21 sûr que oui. Mais ce sera déposé en argumentation. 22 La seule chose, c'est que si on continue à 23 nous déposer jour après jour des nouveaux documents 24 comme ça, datés d'hier ou d'avant-hier, dans la 25 preuve, pour parfaire sa preuve, donc ce qu'on</p>
Page 167	Page 169
<p>1 Me ÉRIC DUNBERRY : 2 Monsieur le Président, nous enchaînons avec le thème 3 numéro 6. 4 LE PRÉSIDENT : 5 Très bien. 6 Me ÉRIC DUNBERRY : 7 Cession ou revente de capacité, pour lequel il y a 8 une présentation. On procède immédiatement, si vous 9 nous le permettez, avec cette présentation. 10 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 11 Alors, la preuve sera présentée par le même panel. 12 Il a été question, Monsieur le Président, en tout 13 début d'audience, dans peut-être les 15 premières 14 minutes lundi matin, le Transporteur souhaitait 15 déposer l'ordonnance 739 de la FERC, datée du 20 16 septembre 2010, qu'on vous a représentée être le 17 bilan qu'a fait la FERC aux termes des deux années 18 d'étude du déplaçonnement du prix pour la cession ou 19 revente de capacité. 20 Il y a eu des objections qui ont été 21 formulées par l'effet de surprise créé par cette 22 nouvelle preuve-là. Nous l'avons mise à la 23 disposition des intervenants qui ont pu, le cas 24 échéant, en prendre copie. 25 Nous aimerions déposer aujourd'hui, dans</p>	<p>1 permet à HQ, on va le permettre... 2 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 3 Mais, Maître Turmel, elle est datée du 20 septembre 4 2010. 5 Me HÉLENE SICARD : 6 Me ANDRÉ TURMEL : 7 Est-ce que je vous interromps quand vous parlez, 8 Maître Hivon? Merci. 9 Ce que je disais avant d'être interrompu, 10 Monsieur le Président, c'est qu'encore là, 11 premièrement, si on avait pu nous expliquer, Maître 12 Hivon, si ce document vise à parfaire leur preuve, 13 si c'est le cas, bien, on va faire l'objection en 14 conséquence. 15 Si c'est un document qui est présenté 16 parce qu'on veut le déposer maintenant pour 17 l'utiliser en argumentation, on fera valoir nos 18 points. Mais c'est un peu le même principe. Parce 19 que la Régie a toujours dit que dans ses audiences 20 tarifaires, qu'elle n'accepte pas que la preuve soit 21 bonifiée et bonifiée et augmentée jour après jour. 22 Sinon, on n'en finit pas de faire des analyses. 23 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 24 Écoutez, Monsieur le Président, s'il n'y a personne 25 qui s'objecte au fait qu'on puisse utiliser cette</p>

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

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

DOSSIER : R-3669-2008

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

AUDIENCE DU 15 FÉVRIER 2011

VOLUME 14

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 15 FÉVRIER 2011	1 PANEL UC/RNCREQ
COMPARUTIONS	2 PHILIP RAPHALS
Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE, procureur de la Régie	3 Interrogé par Me Annie Gariépy 201
REQUÉRANTE :	4
Me ERIC DUNBERRY et	5 AUDIENCE CONTINUÉE LE 16 FÉVRIER 2011 A 9 H 00
Me MARIE-CHRISTINE HIVON et	6
Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT)	7 -----
INTERVENANTS :	8
Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF)	9
Me PAUL HAMELIN, procureur de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI)	10
Me GENEVIEVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)	11
Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH)	12
Me LOUISE CADIEUX, procureur de Ontario Power Generation	13
Me ANNIE GARIÉPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)	14
Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)	15
Me HELENE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC)	16
Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	17
	18
	19
	20
	21
	22
	23
	24
	25
Page 3	Page 5
1 TABLE DES MATIERES	1 LISTE DES PIÉCES
2 Page	2 Page
3	3
4 LISTE DES PIÉCES 5	4 HQT-41-10 (B-196):
5 LISTE DES ENGAGEMENTS 6	5 Réponse à l'engagement du
6 REMARQUES PRÉLIMINAIRES 7	6 Transporteur #16..... 24
7 PREUVE DES INTERVENANTS	7 C-10-54: Extrait du dossier R-3748-2010..... 66
8 PANEL GRAME	8 HQT-41-11 (B-197):
9 NICOLE MOREAU	9 Réponse à l'engagement du
10 MICHEL PERRACHON	10 Transporteur #17..... 153
11 Interrogés par le Président 25	11 C-3-67 et C-2-52 :
12 PANEL SÉ-AQLPA	12 Présentation PowerPoint de
13 JACQUES FONTAINE	13 Philip Raphals..... 213
14 JEAN-CLAUDE DESLAURIERS	14 -----
15 Interrogés par Me Dominique Neuman 39	15
16 Contre-interrogés par Me Eric Dunberry 79	16
17 Contre-interrogés par Me Marie-Christine Hivon 143	17
18 Interrogés par Me Jean-François Ouimette ... 154	18
19 Interrogés par Mme LUCIE GERVAIS 164	19
20 Interrogés par le Président 169	20
21 PANEL UMQ	21
22 Louis-Renaud Rozéfort	22
23 Interrogé par Me Jean-François Girard 175	23
24 Interrogé par le Président 195	24
25	25

Page 70	Page 72
<p>1 transparence souhaitée par la FERC. 2 Q.35 Maintenant j'aborde la section 8 du 3 rapport conjoint d'expertise qui porte sur 4 une série d'autres questions connexes. 5 Sur la question de l'assouplissement des 6 procédures de cession ou de transfert de 7 réservations qui est la section 8.1, nous 8 n'avons pas de questions. 9 Sur la section 8.2 qui porte sur les 10 conditions requises pour qu'un 11 renouvellement de réservation obtienne 12 priorité, c'est ce qui se trouve prévu à 13 l'article 2.2 des Tarifs et conditions 14 proposés, ma question s'adresse à monsieur 15 Fontaine. Donc, que pensez-vous de la 16 nouvelle règle que propose Hydro-Québec 17 Transport limitant le droit de 18 renouvellement prioritaire aux clients qui 19 s'engagent pour cinq ans au lieu d'un an 20 comme actuellement? 21 M. JACQUES FONTAINE 22 R. Nous appuyons cette position du 23 Transporteur. Nous croyons que cette 24 nouvelle règle rejoint les préoccupations 25 de nos clientes en ce qu'elle permettra un</p>	<p>1 et conditions devrait aussi exiger au 2 moins la publication sur le site OASIS de 3 la liste complète des ressources désignées 4 par le client de charge locale. Le 5 Transporteur semble ouvert à cette 6 publication, mais non à ce que les Tarifs 7 et conditions lui en fassent l'obligation. 8 Nous croyons de plus que la 9 déclaration annuelle complète des charges 10 et des ressources désignées par Hydro- 11 Québec Distribution, actuelle et prévue 12 sur 10 ans prévue à l'article 37.1, 13 devrait également être publiée sur le site 14 OASIS dans un souci de transparence tout 15 en regardant si le besoin s'en fait 16 sentir. 17 Une telle publication s'inscrit en 18 lignée avec nos autres recommandations sur 19 la transparence des données fondant les 20 calculs de la TTC et de l'ATC et fondant 21 la planification du réseau. Une telle 22 publication permettra, notamment, 23 l'identification des contraintes sur le 24 chemin interne d'Hydro-Québec Transport et 25 la planification du réseau comme monsieur</p>
<p>1 meilleur équilibre de l'accès au réseau de 2 transport, notamment en ce qui concerne 3 Hydro-Québec Production, Énergie La 4 Lièvre, Rio Tinto Alcan et de Terre-Neuve 5 et Labrador. Un tel exemple exigeant des 6 durées contractuelles de cinq ans avant 7 d'accorder des privilèges existe aussi 8 chez Gaz Métro. 9 Q.36 Je passe au point 8.3 du rapport 10 d'expertise qui touche la transparence 11 dans la désignation des ressources par le 12 client en réseau intégré ou de charge 13 locale et l'équité de traitement des 14 différentes ressources. 15 Monsieur Fontaine, que pensez-vous du 16 traitement proposé par TransÉnergie sur 17 OASIS des ressources désignées par le 18 client de charge locale? 19 R. Nous sommes d'accord avec la proposition 20 d'Hydro-Québec Transport que l'ajout ou la 21 suppression de la désignation d'une 22 ressource par le client de charge locale, 23 HQD, s'effectue par l'entremise du site 24 OASIS. 25 Nous croyons que le texte des Tarifs</p>	<p>1 Deslauriers en a parlé. 2 Q.37 Monsieur Fontaine, avez-vous d'autres 3 commentaires et recommandations sur cette 4 question de la désignation des ressources? 5 R. Oui. Nous recommandons à la Régie de 6 l'énergie de modifier à l'article 37.1 des 7 Tarifs et conditions du Transporteur afin 8 que le Distributeur soit dorénavant requis 9 dans sa déclaration annuelle au 10 Transporteur et pour chacune de ses 11 ressources désignées de fournir les trois 12 informations suivantes: premièrement, la 13 puissance maximale à transporter; 14 deuxièmement, la puissance minimale 15 garantie par cette ressource en pointe 16 coïncidente du réseau; et, troisièmement, 17 lorsqu'une combinaison de ressources 18 permet de garantir au Distributeur une 19 certaine puissance en pointe coïncidente 20 du réseau, le Distributeur doit l'indiquer 21 en désignant chacune de ses ressources en 22 spécifiant la puissance minimale à 23 transporter de chacune et la puissance 24 garantie en pointe coïncidente du réseau 25 qui résultent de leur combinaison.</p>

Page 74	Page 76
<p>1 Q.38 Juste pour éclairer davantage. Ce 2 troisième type d'information, est-ce que 3 vous pouvez illustrer à quoi on fait 4 référence? 5 R. Oui. Bien, si supposons que trois 6 centrales reliées puissent produire 7 ensemble 100 mégawatts, mais seulement 100 8 mégawatts. 9 Q.39 D'accord. 10 R. Le Transporteur a en effet besoin d'une 11 information claire sur ces questions afin 12 de pouvoir déterminer adéquatement la 13 capacité totale du réseau qui sert de 14 diviseur servant à établir les tarifs à 15 partir du revenu requis et également les 16 contributions du Transporteur par mégawatt 17 d'ajout au réseau, selon l'appendice G. 18 Par concordance avec l'appendice C-1, 19 nous formulons également la recommandation 20 supplémentaire de spécifier à l'article 21 37.1 des Tarifs et conditions que le 22 client de charge locale devra fournir des 23 prévisions mensuelles de sa charge pour 24 l'année courante et l'année subséquente. 25 Q.40 Simplement pour le bénéfice de la Régie,</p>	<p>1 marché ne constitue d'ailleurs pas une 2 mission de base d'Hydro-Québec 3 Distribution. Hydro-Québec Production, 4 par sa capacité de réserves, est souvent 5 mieux placée pour rejoindre les plages 6 horaires et les créneaux de marché qui 7 sont à la fois préférables économiquement 8 et environnementalement. 9 Q.41 A la section 8.5 du rapport d'expertise 10 conjoint, donc nous traitons dans cette 11 sous-section de la fourniture de services 12 auxiliaires, qu'on appelle 13 complémentaires, par des ressources autres 14 que la production. Il s'agit des annexes 15 2, 3, 6 et 7. 16 Monsieur Fontaine, que pensez-vous de 17 la modification proposée par TransÉnergie 18 à ses Tarifs et conditions afin de 19 permettre la possibilité que les services 20 auxiliaires de réglage de tension, de 21 réglage de fréquence, de maintien de la 22 réserve tournante ou de maintien de la 23 réserve arrêtée puissent être fournis par 24 des ressources autres que la production? 25 R. Bien, nous sommes d'accord avec cette</p>
Page 75	Page 77
<p>1 nous référons à-la réponse récemment 2 obtenue à l'engagement 15 du Transporteur 3 sur ce point. 4 Je passe maintenant à la section 8.4 5 du rapport d'expertise conjoint qui traite 6 des règles applicables aux reventes de 7 surplus effectuées par le client de réseau 8 intégré ou de charge locale. 9 Monsieur Fontaine, que pensez-vous de 10 la proposition de TransÉnergie de 11 systématiser la règle selon laquelle le 12 client de charge locale ou de réseau 13 intégré est sujet aux règles du client de 14 point à point lorsqu'il procède à des 15 transactions hors de sa charge locale ou de 16 son réseau intégré. 17 R. Oui. Bien, nous sommes d'accord avec 18 cette proposition car un tel statut évite 19 notamment à Hydro-Québec Distribution de 20 bénéficier de priorités pour ses 21 transactions hors charge locale par 22 rapport à des transactions similaires de 23 point à point qui pourraient être 24 effectuées par Hydro-Québec Production. 25 La vente en gros d'électricité sur le</p>	<p>1 proposition même si les possibilités 2 énoncées ne sont pas pour l'instant 3 utilisées, elles pourraient l'être à 4 l'avenir. On pense les gens ont parlé de 5 volant d'inertie. Et il est donc utile 6 que les Tarifs et conditions le prévoient. 7 Ceci rejoint encore une des préoccupations 8 de nos clientes à l'effet de maximiser 9 l'usage des équipements existants lorsque 10 des nouveaux investissements peuvent être 11 évités. 12 Q.42 Finalement, j'aborde la section 8.6 du 13 rapport d'expertise conjoint qui traite de 14 l'intégrité du réseau de transport, et 15 plus particulièrement du crédit pour 16 clients du service en réseau intégré qui 17 sont propriétaires d'installations de 18 transport. 19 R. Oui. Bien, nous sommes d'accord. 20 Q.43 Monsieur Fontaine, que pensez-vous de la 21 proposition que formule TransÉnergie à ce 22 sujet à l'article 30.6 de ses Tarifs et 23 conditions à l'effet que le client du 24 service en réseau intégré, sachant qu'il 25 n'y en a actuellement aucun au Québec,</p>

Page 78

1 bénéficie d'un crédit s'il est
2 propriétaire d'installations de transport?
3 R. Oui, nous sommes d'accord avec cette
4 proposition. Cette modification est en
5 ligne avec l'actuel appendice J des Tarifs
6 et conditions de TransÉnergie qui prévoit
7 déjà que le producteur d'électricité
8 bénéficie d'un remboursement pour le coût
9 de son poste de départ incluant son réseau
10 collecteur éolien qu'il construit en
11 autant que ce coût ne dépasse pas un
12 certain seuil visant à assurer que cet
13 actif est prudemment acquis ou utile,
14 c'est-à-dire qu'il n'est pas trop gros
15 inutilement. Tout comme l'appendice J,
16 cette modification à l'article 30.6 de ses
17 Tarifs et conditions assure la logique du
18 traitement réglementaire de toutes les
19 composantes du réseau de transport.
20 Q.44 Alors, je vous remercie beaucoup, Monsieur
21 Fontaine, Monsieur Deslauriers. Donc, les
22 témoins sont disponibles pour répondre à
23 d'autres questions éventuellement.
24 LE PRÉSIDENT :
25 Merci. Nous allons prendre la pause pour l'avant-

Page 79

1 midi jusqu'à 10 h 45.
2 SUSPENSION DE L'AUDIENCE
3 10H46
4 LA GREFFIERE:
5 Veuillez prendre place, s'il vous plaît.
6 LE PRÉSIDENT:
7 Alors, reprise de l'audience. Est-ce qu'il y a des
8 intervenants dans la salle qui auraient des
9 questions pour les témoins? Il n'y en a pas. Pour
10 le Transporteur, Maître Dunberry.
11 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC DUNBERRY:
12 Oui. Alors, merci, Monsieur le Président.
13 Q.45 Monsieur Fontaine, Monsieur Deslauriers,
14 bon matin et bonjour.
15 Nous allons revoir ensemble certains
16 éléments et je vous invite à en prendre
17 des copies tout de suite. Ça vous
18 permettra de me suivre également. Une
19 copie de l'appendice C-1, l'annexe C-1 aux
20 Tarifs et conditions. Si vous ne l'avez
21 pas déjà, on pourra vous en fournir une
22 copie.
23 Je vous invite également à prendre
24 une copie de vos curriculum vitae à chacun
25 auquel vous avez référé déjà d'entrée de

Page 80

1 jeu.
2 Et j'aurai peut-être également une
3 référence à faire à la demande
4 d'intervention du SÉ-AQLPA. J'ai des
5 copies additionnelles pour vous simplifier
6 la tâche.
7 Alors, ce sont tous des documents au
8 dossier, Monsieur le Président,
9 évidemment. Alors, c'est simplement pour
10 faciliter les références.
11 En cours de contre-interrogatoire,
12 Messieurs, je dirigerai certaines de mes
13 questions à l'un ou à l'autre et à
14 l'occasion ce sera possiblement une
15 question qui sera dirigée aux deux.
16 Alors, vous pourrez y répondre également.
17 Monsieur Deslauriers, peut-être on
18 peut débiter avec vous, vous témoignez
19 aujourd'hui comme expert en technologie
20 des réseaux de transport d'électricité, si
21 j'ai bien compris. C'est exact?
22 M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS:
23 R. Oui.
24 Q.46 Et votre formation universitaire, à la
25 lecture de votre curriculum vitae en est

Page 81

1 une d'ingénieur en génie électrique.
2 C'est bien cela?
3 R. Tout à fait.
4 Q.47 Et j'ai noté de votre CV que vous n'avez
5 pas de formation universitaire en sciences
6 économiques. C'est exact?
7 R. Non.
8 Q.48 Ni de formation universitaire en sciences
9 sociales?
10 R. Non plus.
11 Q.49 Ni de formation universitaire en sciences
12 environnementales?
13 R. Non.
14 Q.50 Ni de formation en réglementation
15 d'entreprises et industries réglementées?
16 R. Certainement pas.
17 Q.51 Et je comprends que le mandat qui vous a
18 été confié par SÉ-AQLPA est fondé sur
19 votre expérience en qualité d'ingénieur en
20 génie électrique. C'est bien exact?
21 C'est ça?
22 R. Oui, tout à fait, oui, en technologies des
23 réseaux, oui.
24 Q.52 Monsieur Deslauriers, êtes-vous toujours
25 membre de l'Ordre des ingénieurs? Je vous

Page 82

1 pose la question parce que...
2 R. Pas actuellement.
3 Q.53 Pas actuellement parce que j'ai fait la
4 vérification ici et vous n'apparaissez pas
5 au tableau de l'Ordre des ingénieurs du
6 Québec, c'est exact?
7 R. Non. Oui.
8 Q.54 Depuis quand n'êtes-vous plus membre de
9 l'Ordre des ingénieurs autorisé à
10 pratiquer le génie au Québec?
11 R. Depuis cette année.
12 Q.55 Avez-vous une date?
13 R. C'est le 1er mai, je pense.
14 Q.56 Étant ingénieur moi-même, je peux vous le
15 confirmer.
16 R. Oui.
17 Q.57 Le 30 avril.
18 R. Oui, il me semble que c'est le 1er mai.
19 C'est ça, j'ai passé la date au 1er mai
20 parce que j'étais en Floride puis j'ai
21 dit: Ca ne vaut plus la peine.
22 Q.58 Je comprends que vous avez quitté Hydro-
23 Québec en 1996, soit il y a environ 15
24 ans, Monsieur Deslauriers?
25 R. Tout à fait.

Page 83

1 Q.59 Et depuis 2002, votre CV révèle que vous
2 agissez fréquemment ou à tout le moins de
3 façon occasionnelle comme expert ou comme
4 consultant ou analyste pour SÉ-AQLPA.
5 C'est exact?
6 R. Oui, entre autres, oui.
7 Q.60 Je vous réfère à la demande d'intervention
8 de votre client SÉ-AQLPA. Vous en avez
9 une copie avec vous? Et plus
10 particulièrement à l'annexe de cette
11 demande d'intervention. Monsieur le
12 Président, je pourrai en faire la lecture.
13 Il y a quelques paragraphes auxquels je
14 vais vous référer, Monsieur Deslauriers.
15 On apprend de cette annexe que:
16 « L'AQLPA est l'un des
17 plus anciens
18 organismes
19 environnementaux du
20 Québec fondé en
21 1982... »
22 Et caetera, au premier paragraphe. Le
23 second nous informe que:
24 « L'AQLPA a pour objet
25 de favoriser et

Page 84

1 promouvoir des
2 politiques, des
3 décisions, des
4 actions, des
5 aménagements et des
6 idées conformes au
7 principe de
8 développement
9 durable: »
10 Et vous pouvez faire la lecture du
11 paragraphe suivant. Et en début de
12 paragraphe suivant, le quatrième, on y
13 indique:
14 « Que l'AQLPA a
15 développé au Québec
16 des approches
17 innovatrices dans
18 l'atteinte d'objectifs
19 environnementaux. »
20 Alors, je comprends, et comprenez que
21 c'est ma compréhension et si la vôtre est
22 différente, vous pouvez le souligner, que
23 l'AQLPA est essentiellement un organisme à
24 vocation environnementale à la recherche
25 des objectifs de développement durable tel

Page 85

1 que décrit dans ce document annexe des
2 demanderesses en intervention. Est-ce que
3 c'est votre compréhension de l'activité de
4 votre cliente?
5 Me DOMINIQUE NEUMAN:
6 Monsieur le Président, je tiens à souligner que les
7 deux témoins qui sont ici sont des témoins experts,
8 qui ne sont pas ici à titre de représentants de
9 l'organisme.
10 Ils ont peut-être une connaissance, et on
11 verra dépendant des questions s'ils sont en mesure
12 de répondre aux questions mais si mon confrère veut
13 avoir des précisions plus importantes sur
14 l'organisme, il y aura peut-être... en tout cas, ce
15 ne sont pas les bons témoins pour répondre à cette
16 question.
17 Pour l'instant, de ce que mon confrère a
18 lu, je pense que ça va, le témoin peut répondre mais
19 s'il demande, par exemple, l'historique de l'AQLPA,
20 quels sont les autres mémoires qu'ils ont pu faire
21 dans d'autres circonstances depuis 1982, je pense
22 que ce serait éventuellement un autre témoin, peut-
23 être le président de l'organisme, qui pourrait être
24 appelé pour témoigner de tout ce que l'organisme a
25 fait depuis une trentaine d'années.