

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-3669-2008
Phase 2

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

et

Intervenants

COMPENDIUM DE LA PREUVE ET DES AUTORITÉS
THÈME 4
ÉCARTS DE RÉCEPTION ET DE LIVRAISON
(VOLUME 1 DE 2)

LISTE DES DOCUMENTS PERTINENTS

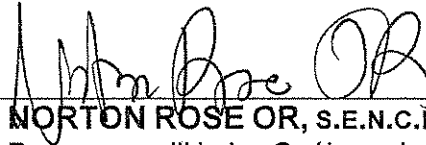
DESCRIPTION	Onglet
Extraits des ordonnances 890 de la FERC	
Ordonnance 890, p. 359, 380-387	1
Ordonnance 890-A, p. 133, 150-151, 156-159	2
Ordonnance 890-B, tarif <i>pro forma</i> , articles 1.50, 13.5, 15.4	3
Preuve du Transporteur	
Articles 1.18.1, 1.35.1, 1.41, 1.49, 13.5, Partie IV, Appendice C TC actuels	4
Articles 15.4 TC	5
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. 17-18	6
Pièce HQT-9, doc. 1 (B-85), Tarification des services de compensation d'écarts de réception et de livraison	7
Pièce HQT-9, doc. 2 (B-85), <i>Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec</i> – Article 3 et Annexes 4 et 5	8
Pièce HQT-9, doc. 2.1 (B-179), <i>Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec</i> – Annexes 4 et 5	9
Pièce HQT-9, doc. 3 (B-85), <i>Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec</i> – Article 3 et Annexes 4 et 5 (version anglaise)	10
Pièce HQT-9, doc. 3.1 (B-178), <i>Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec</i> – Annexes 4 et 5 (version anglaise)	11
Pièce HQT-9, doc. 4 (B-97), Offre du Fournisseur relative aux services de compensation d'écarts de réception et de livraison	12
Pièce HQT-9, doc. 4.1 (B-155), Offre du Fournisseur relative aux services de compensation d'écarts de réception et de livraison jusqu'au 31 décembre 2011	13
Pièce HQT-10, doc. 1 (B-91), Réponses du Transporteur à la DDR numéro 2 de la Régie	14
Pièce HQT-10, doc. 2 (B-92), Réponses du Transporteur à la DDR numéro 2 de l'ACEF	15
Pièce HQT-10, doc. 3 (B-93), Réponses du Transporteur à la DDR numéro 2 d'EBM	16

DESCRIPTION	Onglet
Pièce HQT-10, doc. 5 (B-95), Réponses du Transporteur à la DDR numéro 2 de RNCREQ/UC	17
Pièce HQT-10, doc. 6 (B-96), Réponses du Transporteur à la DDR numéro 2 de l'UMQ	18
Pièce HQT-12, doc. 2 (B-110), Contre-expertise de Ren Orans	19
Pièce HQT-29, doc. 1 (B-134), Réponses du Transporteur à la DDR numéro 4 de la Régie, p. 16-19	20
Pièce HQT-29, doc. 2 (B-138), Réponses du Transporteur à la DDR numéro 3 de l'ACEF, p. 3-5	21
Pièce HQT-29, doc. 3 (B-151), Réponses du Transporteur à la DDR d'EBM, p. 24-33	22
Pièce HQT-29, doc. 6 (B-138), Réponses du Transporteur à la DDR numéro 3 de RNCREQ/UC, p. 61-71	23
Pièce HQT-41, doc. 5 (B-191), Réponse du Transporteur à l'engagement 11 (demandé par NLH)	24
Pièce HQT-41, doc. 7 (B-193), Réponse du Transporteur à l'engagement 13 (demandé par NLH)	25
Pièce HQT-41, doc. 16 (B-205), Réponse du Transporteur à l'engagement 22 (non numéroté à l'audience, demandé par la Régie)	26
Pièce HQT-42, doc. 1 (B-180), Présentation du Transporteur sur le Thème 4 : Écarts de réception et de livraison – Sommaire des éléments principaux	27
Pièce HQT-43, doc. 2 (B-182), Présentation de Ren Orans : Theme 4 – Imbalance Pricing	28
Pièce B-129, Lettre du Transporteur à la Régie du 25 juin 2010	29
Preuve des Intervenants	
Pièce C-3-42, Réponse de RNCREQ/UC à la DDR numéro 2 de la Régie	30
Pièce C-3-58, Rapport Raphals, 23 septembre 2010,	31
Pièce C-4-22, Preuve complémentaire de l'ACEF, 19 juin 2009	32
Pièce C-6-30, Mémoire d'EBM, 19 juin 2009	33
Pièce C-6-52, Rapport Marshall, 28 septembre 2010	34

DESCRIPTION	Onglet
Pièce C-6-96, Présentation de William Marshall : Imbalance Pricing and Related Issues (Schedules 4 and 5)	35
Pièce C-6-97, Présentation d'EBM : Annexes 4 et 5	36
Pièce C-6-114, Présentation d'EBM : La Rivière du Lièvre	37
Pièce C-11-17, Mémoire de l'UMQ, 19 juin 2009	38
Pièce C-12-5, Preuve d'OPG	39
Pièce C-13-24, Rapport Sinclair, 23 septembre 2010, p. 23-24	40
Extraits des notes sténographiques	
Extraits du témoignage du panel de témoins du Transporteur, N.S., vol. 8, 7 février 2011, p. 1-5, 18-153, 174-241	41
Extraits du témoignage du panel de témoins du Transporteur, N.S., vol. 9, 8 février 2011, p. 1-5, 38-57, 70-205	42
Extraits du témoignage de Richard Dagenais, N.S., vol. 13, 14 février 2011, p. 1-5, 114-129, 138-169	43
Extraits du témoignage de Louis-Renault Rozéfort, N.S., vol. 14, 15 février 2011, p. 1-5, 190-201	44
Extraits du témoignage de Philip Raphals, N.S., vol. 15, 16 février 2011, p. 1-5, 54-73, 86-97, 138-209	45
Extraits du témoignage de Philip Raphals, N.S., vol. 16, 17 février 2011, p. 1-5, 14-77	46
Extraits du témoignage de Philip Raphals, N.S., vol. 17, 18 février 2011, p. 1-5, 202-213	47
Extraits du témoignage du panel de témoins d'EBM, N.S., vol. 19, 18 avril 2011, p. 1-5, 98-157	48
Extraits du témoignage du panel de témoins d'EBM, N.S., vol. 21, 20 avril 2011, p. 1-5, 18-121, 130-173, 186-213	49
Extraits du témoignage du panel de témoins de NLH, N.S., vol. 24, 3 mai 2011, p. 1-5, 74-113	50
Extraits du témoignage du panel de témoins d'EBM, N.S., vol. 28, 10 mai 2011, p. 1-5, 30-161, 174-189	51

DESCRIPTION	Onglet
Autorités et législation	
<i>Décision concernant la demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité</i> , Décision D-2002-095, 30 avril 2002, p. 23-37	52
<i>Décision partielle, Phase 1</i> , Décision D-2009-015, 5 mars 2009, p. 105-112	53
<i>Newfoundland and Labrador Hydro c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2010-053, 11 mai 2010	54
<i>Newfoundland and Labrador Hydro c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2011-040, 6 avril 2011	55
<i>Règlement 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau</i> , Décret 276-97, 1997 G.O. II, p. 1248-1294	56
<i>Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives</i> , L.Q. 2000, c. 22	57

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

4^e 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**

that there are currently processes underway to address seams issues both in the Eastern and Western Interconnections.³⁶⁶ We believe that such seams issues are beyond the scope of this rule and are better addressed on a case-by-case basis or, as appropriate, in the proceeding on RTO Border Utility Issues.³⁶⁷

2. Energy and Generation Imbalances

627. In Order No. 888, the Commission concluded that six ancillary services must be included in an OATT.³⁶⁸ One of those ancillary services is energy imbalance service under Schedule 4 of the pro forma OATT.³⁶⁹ Energy imbalance service is provided when the transmission provider makes up for any difference that occurs over a single hour between the scheduled and the actual delivery of energy to a load located within its control area.³⁷⁰ The Commission recognized, in general, that the amount of energy taken by load in an hour is variable and not subject to the control of either a wholesale seller or a wholesale requirements buyer.³⁷¹

³⁶⁶ See, e.g., RTO Border Utility Issues, Notice of Technical Conference on Seams Issues for RTOs and ISOs in the Eastern Interconnections, (Docket No. AD06-9-000) (issued Jan. 25, 2007).

³⁶⁷ Id.

³⁶⁸ Order No. 888 at 31,703.

³⁶⁹ Id.

³⁷⁰ See Id. at 31,960.

³⁷¹ Order No. 888-A at 30,230.

661. Several entities assert that the proposed imbalance reform should not apply to RTOs. Exelon requests that the Commission explicitly state that these rules do not apply in regions that have organized markets, such as PJM, that obviate the need for imbalance penalties. They contend that within organized markets, an imbalance penalty rule is not necessary, as the independent transmission operators have effectively addressed the concerns that the proposed imbalance schedules are intended to address. Indicated New York Transmission Owners contend that the Commission should grant the NYISO a regional variation from the revised pro forma OATT with respect to imbalance charges. It contends that the existing mechanisms in ISO/RTO markets with LMP are consistent with the Commission's objectives in its NOPR and that the Commission should permit a regional variation to the NYISO. SPP states that the Commission should state that it does not intend to affect its effort to implement a real-time energy imbalance market by any final rule. SPP further contends that the Commission should clarify that its energy imbalance changes do not apply to ISOs and RTOs with organized markets providing for real-time energy imbalance markets. SPP believes that the Commission should view the existence of a spot energy price in organized markets as superior to penalties based on incremental costs or some multiple thereof.

662. Entegra suggests that, since many RTOs have (or are developing) separate markets for commitment costs, it may not be necessary to incorporate such costs into imbalance prices in certain RTO markets. Organizations of MISO and PJM States contend that this proposed change to Schedule 4 is not applicable in the RTO context and argue that, to the

extent that the Commission's suggestions regarding the special circumstances presented by intermittent generators are applicable to RTOs, those issues are best addressed in a context other than the instant rulemaking proceeding.

Commission Determination

663. In order to increase consistency among transmission providers in the application of imbalance charges, and to ensure that the level of the charges provides appropriate incentives to keep schedules accurate without being excessive, the Commission adopts in the pro forma OATT imbalance provisions similar to those implemented by Bonneville.

We agree with commenters that a graduated bandwidth approach recognizes the link between escalating deviations and potential reliability impacts on the system.

Furthermore, we conclude that these provisions adhere to the three principles discussed in the NOPR, which we also adopt here: (1) the charges must be based on incremental cost or some multiple thereof; (2) the charges must provide an incentive for accurate scheduling, such as by increasing the percentage of the adder above (and below)

incremental cost as the deviations become larger; and (3) the provisions must account for the special circumstances presented by intermittent generators and their limited ability to precisely forecast or control generation levels, such as waiving the more punitive adders associated with higher deviations.

664. Specifically, imbalances of less than or equal to 1.5 percent of the scheduled energy (or two megawatts, whichever is larger) will be netted on a monthly basis and settled financially at 100 percent of incremental or decremental cost at the end of each

month. Imbalances between 1.5 and 7.5 percent of the scheduled amounts (or two to ten megawatts, whichever is larger) will be settled financially at 90 percent of the transmission provider's system decremental cost for overscheduling imbalances that require the transmission provider to decrease generation or 110 percent of the incremental cost for underscheduling imbalances that require increased generation in the control area. Imbalances greater than 7.5 percent of the scheduled amounts (or 10 megawatts, whichever is larger) will be settled at 75 percent of the system decremental cost for overscheduling imbalances or 125 percent of the incremental cost for underscheduling imbalances.

665. The Commission adopts Bonneville's tariff provisions that provide that intermittent resources are exempt from the third-tier deviation band and would pay the second-tier deviation band charges for all deviations greater than the larger of 1.5 percent or two megawatts. We believe this is consistent with the fact that intermittent generators cannot always accurately follow their schedules and that high penalties will not lessen the incentive to deviate from their schedules.

666. Several commenters argue that the Commission should adopt a standard definition of intermittent resource. In order to clarify application of imbalance charges, we define an intermittent resource for this limited purpose as "an electric generator that is not dispatchable and cannot store its fuel source and therefore cannot respond to changes in

system demand or respond to transmission security constraints.”³⁹⁵ We conclude that this definition of intermittent resource properly limits the exemption from imbalance charges, without excluding certain classes of intermittent generators for which the exemption is appropriate (e.g., non-weather driven intermittent resources).

667. The Commission believes that adopting a tiered approach for both energy and generation imbalances will best balance the needs of transmission providers to operate their transmission systems in a reliable manner with the needs of transmission customers to have reasonable access to those systems at just and reasonable rates. Furthermore, we conclude that the partial exemption from imbalance charges for intermittent resources appropriately reflects the special circumstances faced by such resources and, consequently, is not unduly discriminatory. Moreover, formalizing generator imbalance provisions in the pro forma OATT will standardize the future treatment of such imbalances from the wide variety of generator imbalance provisions that exist today in various generator interconnection agreements. Standardizing generator imbalances should lessen the potential for undue discrimination, increase transparency and reduce confusion in the industry that results from the current plethora of different approaches.

³⁹⁵ See Docket No. RM05-10-000. We note that this definition was proposed by the Commission in the NOPR on Imbalance Provisions for Intermittent Resources. See Imbalance Provisions for Intermittent Resources; Assessing the State of Wind Energy in Wholesale Electricity Markets, Notice of Proposed Rulemaking, 70 FR 21349 (Apr. 26, 2005), FERC Stats. & Regs. ¶ 32,581 (2005).

668. Several commenters debate whether the imbalance provisions adopted here should be applied to energy imbalances, generation imbalances, or both. The Commission concludes that subjecting both energy and generation imbalances to the same charges is appropriate. Energy and generation imbalances have the same net effects on the transmission system in requiring other generation to be ramped up or down to make up for the imbalance. As such, the Commission will modify the current pro forma OATT Schedule 4 treatment of energy imbalances and adopt a new separate pro forma OATT Schedule 9 for the treatment of generator imbalances, each based on the tiered structure described above. To the extent a transmission provider wishes to deviate from these revised pro forma provisions, it may demonstrate in an FPA section 205 proceeding that the proposed changes are consistent with or superior to the pro forma OATT as modified by this Final Rule. However, we note that proposed alternative provisions must comply with the three imbalance charge principles addressed in the NOPR and adopted in this Final Rule and be consistent with or superior to the specific imbalance charges set forth in the pro forma OATT (and discussed above).

669. Some commenters stated that the Commission should require transmission providers to establish, or permit market participants to establish, markets or pools for the netting and settlement of imbalances. As explained previously, the purpose of this rule is to strengthen the pro forma OATT to remedy undue discrimination and not to impose any particular market structure. If transmission providers offer to modify their OATTs to allow such pools, we will consider such proposals. But, imposing such requirements

goes beyond the scope of this proceeding. The Commission therefore declines, for all these reasons, to impose the structural reforms requested by some commenters.

670. The Commission instead adopts the three-tiered approach in the pro forma OATT. As with other reforms adopted in this Final Rule, all transmission providers must submit compliance filings containing these pro forma tariff provisions. Transmission providers with previously-approved tariff provisions governing imbalances that no longer conform to the pro forma OATT, as revised in this Final Rule, may seek renewed approval of those tariff deviations in accordance with the procedures described in section IV.C above, demonstrating that the alternative imbalance charge structures are consistent with or superior to the reformed pro forma OATT. With respect to the concerns raised by ISOs and RTOs, we agree that LMP-based markets can provide an efficient and nondiscriminatory means of settling imbalances and, as indicated in the NOPR, we are not proposing to redesign ISO/RTO markets in this rulemaking. Nevertheless, ISOs and RTOs must follow the procedures described in the Applicability section for seeking approval of deviations that are consistent with or superior to the pro forma OATT.

671. We do not, however, abrogate existing generator imbalance agreements between transmission providers and their customers. These agreements have been negotiated between willing parties, and the Commission will not re-open them generically in this proceeding. To the extent a particular party desires to amend an existing generator imbalance agreement in light of the reforms we adopt in this Final Rule, that party may exercise whatever rights it may have under the agreement or FPA section 206.

672. With regard to WECC's frequency-response concerns, we agree that a generator should be excused from imbalance penalties that occur due to directed reliability actions by generators to correct frequency. It would not be appropriate to assess imbalance charges on generator deviations that are associated with supporting system reliability by responding to frequency deviations as directed by the transmission provider or general reliability requirements. As such, if a response from a generator (particularly in the West) is required to prevent frequency decay and the corresponding deviations from the generator's schedule would cause additional imbalance penalties, the transmission provider should exempt the generator from those penalty charges.

b. Intentional Deviations

NOPR Proposal

673. In the NOPR, the Commission noted that the Bonneville imbalance provision allows for greater charges when a customer has an "intentional deviation."³⁹⁶ The

³⁹⁶ See 2006 Transmission and Ancillary Service Rate Schedules, approved in United States Dep't of Energy – Bonneville Power Administration, 112 FERC ¶ 62,258 (2005). The Bonneville tariff provides that "For any hour(s) that an imbalance is determined by [Bonneville] to be an Intentional Deviation: (1) No credit is given when energy taken is less than the scheduled energy, (2) When energy taken exceeds the scheduled energy, the charge is the greater of: i) 125% of [Bonneville's] highest incremental cost that occurs during that day, or ii) 100 mills per kilowatthour." An "Intentional Deviation" is defined as "a deviation that is persistent during multiple consecutive hours or at specific times of the day," a "pattern of under-delivery or over-use of energy," or "persistent over-generation or under-use during Light Load Hours, particularly when the customer does not respond by adjusting schedules for future days to correct these patterns." Id. at 46.

Commission sought comment on whether the pro forma OATT imbalance provision should provide for similar penalties for behavior that represents deliberate reliance on the transmission provider's generation resources, as opposed to scheduling errors, with such penalties being subject to prior notice and approval by the Commission and based on the facts and circumstances of the individual transmission provider.

Comments

674. Several entities contend that higher imbalance charges and penalties for deliberately leaning on the grid can be appropriate.³⁹⁷ Imperial supports an imbalance provision that allows for greater charges for persistent or patterned deviations. Pinnacle agrees that deliberate reliance on the transmission provider's generation resources is inappropriate and could adversely affect the reliability of the transmission system, but they are unsure if such an intentional deviation could be proven. Imperial also expresses concern that the burden to prove the intent of the generator will fall on transmission providers and that, in reality, transmission providers may face an uphill battle to prove a generator's deviation was intended. South Carolina E&G and Imperial request that the Commission provide a specific process for imposing such penalties, including what procedures should be followed if a transmission provider seeks to have the Commission impose such penalties.

³⁹⁷ E.g., Imperial District Irrigation, Progress Energy and Ameren.

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

C. Transmission Pricing

1. Energy and Generation Imbalances

a. Tiered Approach to Imbalance Penalties in the OATT

265. In Order 890, the Commission modified Schedule 4 of the pro forma OATT regarding treatment of energy imbalances and adopted a separate pro forma OATT schedule (Schedule 9) to govern treatment of generator imbalances. The Commission determined that charges for both energy and generator imbalances must follow three principles: (1) the charges must be based on incremental cost or some multiple thereof; (2) the charges must provide an incentive for accurate scheduling, such as by increasing the percentage of the adder above (and below) incremental cost as the deviations become larger; and (3) the provisions must account for the special circumstances presented by intermittent generators and their limited ability to precisely forecast or control generation levels, such as waiving the more punitive adders associated with higher deviations.

266. The Commission also determined that the same tiered approach should be used for both energy and generator imbalances. Imbalances of less than or equal to 1.5 percent of the scheduled energy (or two megawatts, whichever is larger) are to be netted on a monthly basis and settled financially at 100 percent of incremental cost at the end of each month. Imbalances between 1.5 and 7.5 percent of the scheduled amounts (or 2 to 10 megawatts, whichever is larger) are to be settled financially at 90 percent of the transmission provider's system incremental cost for overscheduling imbalances that require the transmission provider to decrease generation or 110 percent of the incremental cost for underscheduling imbalances that require increased generation in the control area.

shorter interval over which to calculate imbalances also will be considered on a case-by-case basis, provided that such proposals are consistent with relevant market structures.¹⁰⁶

d. Definition of Incremental Cost

299. In Order No. 890, the Commission defined incremental cost, for purposes of the tiered imbalance provisions, as the transmission provider's actual average hourly cost of the last 10 MW dispatched to supply the transmission provider's native load, based on the replacement cost of fuel, unit heat rates, start-up costs, incremental operation and maintenance costs, purchased and interchange power costs and taxes, as applicable. The Commission also concluded that it was appropriate, through the definition of incremental cost, to allow for recovery of both commitment and redispatch costs, but excluded on a generic basis the cost of additional regulation reserves. The Commission emphasized that allowable costs should only be those additional costs incurred by the transmission provider due to the imbalance and, if applicable, start-up costs should be allocated pro rata to the offending transmission customers based on cost causation principles.

300. If the transmission provider elects to have separate demand charges to recover the cost of holding additional regulation reserves for meeting imbalances, the Commission stated that the transmission provider should file a rate schedule and demonstrate that these charges do not allow for double recovery of such costs. With regard to the real-time regulation burden imposed by merchant generation, the Commission stated that transmission providers could propose, on a case-by-case basis, separate regulation

¹⁰⁶ See Order No. 890 at P 722.

charges for generation resources selling out of the control area. The Commission concluded that the other demand costs of providing imbalance service are already provided under Schedule 3, 5, and 6 charges.

Requests for Rehearing and Clarification

301. While generally supporting the Commission's definition of incremental costs, Williams requests that the Commission further identify how each component of the transmission provider's incremental cost is to be determined. In William's view, a specific calculation methodology should be imposed, otherwise the definition of the incremental cost will afford transmission providers undue discretion in the calculation of imbalance charges. To remove this discretion, Williams suggests that the Commission require transmission providers to use the same components and the same methodology for the calculation of incremental costs for imbalance charges as the transmission provider (or its affiliate) uses to calculate the incremental cost of each resource for dispatching generation resources. At a minimum, Williams asks that the Commission require transmission providers to post on their OASIS the method used to calculate incremental costs for purposes of imbalance charges, along with the method to obtain each component or variable in the calculation.

302. Several petitioners argue that the Commission's definition of incremental cost for purposes of calculating imbalance charges does not properly account for the costs actually incurred to provide imbalance energy.¹⁰⁷ Ameren and Southern assert that

¹⁰⁷ E.g., Ameren, EEL, E.ON U.S., and Southern.

Commission Determination

309. The Commission grants rehearing of the decision to calculate incremental costs for purposes of assessing imbalance charges based on the last 10 MW dispatched to supply the transmission provider's native load. Upon consideration of petitioners' arguments, we agree that it is more reasonable to base imbalance charges on the actual cost to correct the imbalance, which may be different than the cost of serving native load. As such, we will modify the definition to require transmission providers to use the cost of the last 10 MWs dispatched for any purpose, *i.e.*, to serve native load, correct imbalances, or to make off-system sales. We believe this satisfies Southern's concerns and therefore decline to adopt its suggestion to separately define incremental and decremental cost for purposes of calculating imbalance charges by using the "next 10 MW of generation dispatched" in the incremental cost definition.

310. We also agree with Williams that, in order to provide transparency and minimize opportunities for undue discrimination, each transmission provider must provide language in its OATT clearly specifying the method by which it calculates incremental costs for purposes of imbalance charges, as well as the method it will use to obtain each component of the calculation. We direct transmission providers to include this proposed tariff language as part of the compliance filing ordered in section II.C.

311. Several entities complain that the Commission's definition of incremental cost does not properly allow for recovery of opportunity costs. The determination and calculation of opportunity costs associated with providing imbalance service will vary based on the circumstances of the transmission provider and, as such, we do not believe

that it is appropriate to amend the definition of incremental cost in the pro forma OATT to address opportunity costs. We will therefore continue to consider proposals to include recovery of legitimate and verifiable opportunity costs on a case-by-case basis consistent with Commission precedent.¹¹⁰ Such proposals must clearly explain how opportunity costs would be determined and demonstrate that the recovery of opportunity costs would not lead to over-recovery of costs. Similarly, transmission providers participating in joint dispatch agreements or otherwise procuring imbalance energy from other generators may need to have alternative definitions of incremental cost. Proposals to adopt a modified definition of incremental cost to reflect the transmission provider's particular circumstances also will be considered on a case-by-case basis.

312. With regard to the definition of incremental cost in particular, we clarify that transmission providers can include in the calculation of incremental cost start-up costs that are incurred in an hour different from the hour of excess imbalance, provided that the costs are in fact associated with providing imbalance service. We disagree with EEI with respect to its description of incremental costs. The fixed amount power purchase contract in EEI's example should not be used in calculating incremental costs because it would not be included in the last 10 MW of generation dispatched by the transmission provider. In the case that a transmission provider is ramping down generation in an hour, the additional costs of the last 10 MW dispatched by the transmission provider should be used in calculating incremental costs for the purpose of financially settling imbalances.

¹¹⁰ See Order No. 888 at 31,740.

313. In response to Entergy, we clarify that transmission providers may propose to assess regulation charges to generators selling in the control area, as well as generators selling outside the control area, and that the Commission will consider such proposals on a case-by-case basis, as we have in the case of Entergy's pro forma Generator Imbalance Agreement. In accordance with the procedures established in Order No. 890, Entergy sought continued approval of its generator imbalance provisions, including the assessment of generator regulation charges. The Commission accepted this variation as consistent with or superior to the pro forma OATT, based on the particular circumstances presented by Entergy.¹¹¹ We will continue to consider requests to assess regulation charges on generators on a case-by-case basis upon consideration of the facts and circumstances presented.

e. Inadvertent Energy Treatment

314. The Commission found in Order No. 890 that inadvertent energy is not comparable to energy and generator imbalances and, therefore, allowed inadvertent energy to be treated differently from imbalances. The Commission explained that variables affecting inadvertent interchange often depend on the actions or the omissions of utilities other than the individual transmission providers and are distinct from those resulting in energy and generator imbalances. The Commission concluded that the historic practice of paying back inadvertent interchange in kind has not proven to have adverse effects on reliability.

¹¹¹ See Entergy Services, Inc., 120 FERC ¶ 61,042 at P 66 (2007).

Requests for Rehearing and Clarification

315. TDU Systems contend that the Commission's acceptance of in-kind compensation for interchange energy undermines its rejection of requests to allow transmission customers to address monthly imbalances with in-kind transfers. TDU Systems argue that there is no evidentiary basis for the Commission to conclude that transmission providers have little control over the causes of system imbalances. TDU Systems state that transmission providers typically control 80-90 percent of the load on their systems and the dispatch of resources to serve that load. In TDU Systems' view, both transmission provider and transmission customer imbalances result from circumstances beyond their control, namely: telemetry failure, meter error, generator governor response to system problems, human error, uncontrollable load forecast errors due to rapidly changing weather, and under- or over-supply of generation.

316. TDU Systems state that deviations between load and supply, whether in the form of energy imbalances or inadvertent energy, each require adjustment or compensation and that there is no reason why that adjustment or compensation should be different among transmission users. TDU Systems argue that failure to allow for in-kind payment for imbalances within the month provides a competitive advantage to transmission providers and constitutes undue discrimination in violation of the FPA. In their view, the Commission remedied this discrimination within RTOs by requiring in Order No. 2000

ORDONNANCE N° 890-B
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION

the Commission, a proposed unexecuted Service Agreement to receive transmission service under Part II of the Tariff. This term is used in the Part I Common Service Provisions to include customers receiving transmission service under Part II and Part III of this Tariff.

1.50 Transmission Provider:

The public utility (or its Designated Agent) that owns, controls, or operates facilities used for the transmission of electric energy in interstate commerce and provides transmission service under the Tariff.

1.51 Transmission Provider's Monthly Transmission System Peak:

The maximum firm usage of the Transmission Provider's Transmission System in a calendar month.

1.52 Transmission Service:

Point-To-Point Transmission Service provided under Part II of the Tariff on a firm and non-firm basis.

1.53 Transmission System:

The facilities owned, controlled or operated by the Transmission Provider that are used to provide transmission service under Part II and Part III of the Tariff.

applicable, specify any conditional curtailment options selected by the Transmission Customer. Where the Service Agreement contains conditional curtailment options and is subject to a biennial reassessment as described in Section 15.4, the Transmission Provider shall provide the Transmission Customer notice of any changes to the curtailment conditions no less than 90 days prior to the date for imposition of new curtailment conditions.

Concurrent with such notice, the Transmission Provider shall provide the Transmission Customer with the reassessment study and a narrative description of the study, including the reasons for changes to the number of hours per year or System Conditions under which conditional curtailment may occur.

13.5 Transmission Customer Obligations for Facility Additions or Redispatch Costs:

In cases where the Transmission Provider determines that the Transmission System is not capable of providing Firm Point-To-Point Transmission Service without (1) degrading or impairing the reliability of service to Native Load Customers, Network Customers and other Transmission Customers taking Firm Point-To-Point Transmission Service, or (2) interfering with the Transmission Provider's ability to meet prior firm contractual commitments to others, the Transmission Provider will be obligated to expand or upgrade its

Transmission System pursuant to the terms of Section 15.4. The Transmission Customer must agree to compensate the Transmission Provider for any necessary transmission facility additions pursuant to the terms of Section 27. To the extent the Transmission Provider can relieve any system constraint by redispatching the Transmission Provider's resources, it shall do so, provided that the Eligible Customer agrees to compensate the Transmission Provider pursuant to the terms of Section 27 and agrees to either (i) compensate the Transmission Provider for any necessary transmission facility additions or (ii) accept the service subject to a biennial reassessment by the Transmission Provider of redispatch requirements as described in Section 15.4. Any redispatch, Network Upgrade or Direct Assignment Facilities costs to be charged to the Transmission Customer on an incremental basis under the Tariff will be specified in the Service Agreement prior to initiating service.

13.6 Curtailment of Firm Transmission Service:

In the event that a Curtailment on the Transmission Provider's Transmission System, or a portion thereof, is required to maintain reliable operation of such system and the system directly and indirectly interconnected with Transmission Provider's Transmission System, Curtailments will be made on a non-discriminatory basis to the transaction(s) that effectively relieve the constraint. Transmission Provider may elect to implement such Curtailments

after the date the Transmission Customer provides written notification directing the Transmission Provider to file, an unexecuted Point-To-Point Service Agreement containing terms and conditions deemed appropriate by the Transmission Provider for such requested Transmission Service. The Transmission Provider shall commence providing Transmission Service subject to the Transmission Customer agreeing to (i) compensate the Transmission Provider at whatever rate the Commission ultimately determines to be just and reasonable, and (ii) comply with the terms and conditions of the Tariff including posting appropriate security deposits in accordance with the terms of Section 17.3.

15.4 Obligation to Provide Transmission Service that Requires Expansion or Modification of the Transmission System, Redispatch or Conditional Curtailment:

- (a) If the Transmission Provider determines that it cannot accommodate a Completed Application for Firm Point-To-Point Transmission Service because of insufficient capability on its Transmission System, the Transmission Provider will use due diligence to expand or modify its Transmission System to provide the requested Firm Transmission Service, consistent with its planning obligations in Attachment K, provided the Transmission Customer agrees to compensate the Transmission Provider for

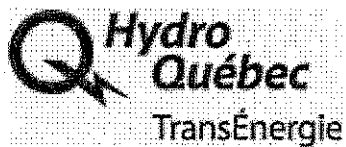
such costs pursuant to the terms of Section 27. The Transmission Provider will conform to Good Utility Practice and its planning obligations in Attachment K, in determining the need for new facilities and in the design and construction of such facilities. The obligation applies only to those facilities that the Transmission Provider has the right to expand or modify.

- (b) If the Transmission Provider determines that it cannot accommodate a Completed Application for Long-Term Firm Point-To-Point Transmission Service because of insufficient capability on its Transmission System, the Transmission Provider will use due diligence to provide redispatch from its own resources until (i) Network Upgrades are completed for the Transmission Customer, (ii) the Transmission Provider determines through a biennial reassessment that it can no longer reliably provide the redispatch, or (iii) the Transmission Customer terminates the service because of redispatch changes resulting from the reassessment. A Transmission Provider shall not unreasonably deny self-provided redispatch or redispatch arranged by the Transmission Customer from a third party resource.

- (c) If the Transmission Provider determines that it cannot accommodate a Completed Application for Long-Term Firm Point-To-Point Transmission Service because of insufficient capability on its Transmission System, the Transmission Provider will offer the Firm Transmission Service with the condition that the Transmission Provider may curtail the service prior to the curtailment of other Firm Transmission Service for a specified number of hours per year or during System Condition(s). If the Transmission Customer accepts the service, the Transmission Provider will use due diligence to provide the service until (i) Network Upgrades are completed for the Transmission Customer, (ii) the Transmission Provider determines through a biennial reassessment that it can no longer reliably provide such service, or (iii) the Transmission Customer terminates the service because the reassessment increased the number of hours per year of conditional curtailment or changed the System Conditions.

15.5 Deferral of Service:

The Transmission Provider may defer providing service until it completes construction of new transmission facilities or upgrades needed to provide Firm Point-To-Point Transmission Service whenever the Transmission Provider



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

1.13 Convention de service : La convention initiale, ainsi que les modifications ou annexes y afférentes, conclue entre le client du service de transport et le Transporteur pour le service fourni en vertu des Parties II et III des présentes.

1.14 Abrogé

1.15 Date du début du service : La date à laquelle le Transporteur commence à fournir le service aux conditions d'une convention de service dûment signée, ou la date à laquelle le Transporteur commence à fournir le service conformément à l'article 29.1 des présentes.

1.16 Délestage de charge : La diminution systématique de la demande du réseau par une baisse temporaire de la charge en réponse à une insuffisance de la capacité du réseau de transport ou d'une partie de celui-ci, à l'instabilité du réseau ou à des considérations de réglage de tension aux termes des parties III et IV des présentes.

1.17 Demande : Une demande faite par un client admissible en vue d'obtenir un service de transport conformément aux présentes.

1.18 Demande complète : Une demande qui répond à toutes les exigences d'information et autres exigences des présentes, y compris tout dépôt exigé.

1.18.1 Distributeur : Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité.

articles 13.7 et 14.5 des présentes, peut être désigné comme un point de réception. Le(s) point(s) de réception sera(seront) précisé(s) dans la convention de service.

1.34 Abrogé

1.35 Pratiques usuelles des services publics : Les pratiques, méthodes et actes utilisés ou approuvés par une grande partie des services publics d'électricité pendant la période en cause, ou les pratiques, méthodes et actes qui, dans l'exercice d'un jugement raisonnable à la lumière des faits connus au moment où la décision a été prise, auraient pu permettre d'atteindre le résultat souhaité à un coût raisonnable en accord avec les pratiques usuelles en matière de commerce, de fiabilité, de sécurité et de rapidité. Les pratiques usuelles des services publics ne visent pas à se limiter exclusivement aux pratiques, méthodes ou actes optimaux, mais visent plutôt les pratiques, méthodes ou actes qui sont généralement acceptés dans la région.

1.35.1 Producteur : Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité.

1.36 Receveur : L'entité qui reçoit au(x) point(s) de livraison la puissance et l'énergie transmises par le Transporteur.

1.37 Réduction : Une diminution du service de transport ferme ou non ferme, en réponse à une insuffisance de capacité de transport résultant des conditions de

Distributeur. Une ressource du Distributeur peut être un contrat, une centrale, un programme commercial, un engagement ou une obligation de vente, incluant ceux en provenance d'une interconnexion, ou toute autre ressource énergétique pouvant servir à combler les besoins de la charge locale. Une ressource peut être alimentée par plusieurs équipements de production. Les ressources du Distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du Distributeur, sur une base non interruptible.

1.41 Services complémentaires : Les services nécessaires pour appuyer le transport de puissance et d'énergie des ressources aux charges et des points de réception aux points de livraison, et maintenir une exploitation fiable du réseau de transport du Transporteur, conformément aux pratiques usuelles des services publics.

1.42 Service de transport : Un service de transport fourni en vertu des Parties II, III et IV des présentes sur une base ferme ou non ferme.

1.43 Service de transport de point à point : La réservation et le transport de puissance et d'énergie, que ce soit sur une base ferme ou non ferme, du(des) point(s) de réception au(x) point(s) de livraison en vertu de la Partie II des présentes.

1.48.2 Tarifs et conditions des services de transport :

Le présent document, tel qu'approuvé par la Régie de l'énergie, qui précise les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le Transporteur au Québec.

1.49 Transporteur : Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité.

1.50 Vente à un tiers : Toute vente dans le cadre d'un commerce inter-États, interprovincial ou international, à un acheteur d'électricité qui n'est pas désigné comme faisant partie de la charge en réseau au sens du service de transport en réseau intégré ou de la charge locale du Distributeur.

1.51 Zone de réglage : Un réseau d'électricité ou une combinaison de réseaux d'électricité auquel s'applique un système commun de régulation automatique de la production afin :

- (1) de faire correspondre, en tout temps, la puissance produite par les groupes turbine-alternateurs dans le(s) réseau(x) d'électricité et la puissance et l'énergie achetées auprès d'entités situées à l'extérieur du(des) réseau(x) d'électricité, avec la charge dans le(s) réseau(x) d'électricité;
- (2) de maintenir les échanges programmés avec les autres zones de réglage, dans les limites des pratiques usuelles des services publics;

ferme à long terme de point à point débute à la date indiquée dans la convention de service.

13.3 Utilisation du service de transport ferme par le Producteur et le Distributeur : Le Producteur et le Distributeur sont assujettis aux tarifs et aux conditions prévus à la Partie II des présentes lorsqu'ils font des ventes à un tiers. Le Transporteur tiendra une comptabilité distincte, conformément à l'article 8, pour toute utilisation du service de transport de point à point par le Producteur ou le Distributeur dans le but de faire des ventes à un tiers.

13.4 Conventions de service : Le Transporteur doit offrir une convention normalisée relative au service de transport ferme de point à point (appendice A) au client admissible lorsque celui-ci soumet une demande complète pour obtenir le service de transport ferme de point à point. Le Transporteur dépose, auprès de la Régie, les conventions de service renfermant l'information exigée aux termes des présentes, dans les trente (30) jours de leur signature.

13.5 Obligations du client du service de transport pour les frais reliés à des ajouts au réseau ou à une nouvelle répartition : Dans les cas où le Transporteur établit que le réseau de transport ne peut pas fournir de service de transport ferme de point à point (1) sans compromettre ou réduire la fiabilité du service pour

les clients de charge locale, pour les clients du service de transport en réseau intégré et pour les autres clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point ou (2) sans nuire à la capacité du Transporteur de satisfaire à ses engagements contractuels fermes antérieurs envers d'autres clients, le Transporteur sera contraint d'étendre ou d'améliorer son réseau de transport en vertu de l'article 15.4. Le client du service de transport doit accepter de dédommager le Transporteur pour les ajouts au réseau de transport, conformément aux termes de l'article 27. Dans la mesure où le Transporteur peut alléger une contrainte du réseau de façon plus économique en ayant une nouvelle répartition des ressources situées dans la zone de réglage du Transporteur au lieu d'effectuer des ajouts au réseau, il doit le faire à condition que le client admissible accepte de dédommager le Transporteur, conformément à l'article 27.

13.6 Réduction du service de 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

IV. SERVICE DE TRANSPORT POUR L'ALIMENTATION DE LA CHARGE LOCALE**Préambule**

Le Transporteur fournira un service de transport pour alimenter la charge locale du Distributeur conformément aux termes et conditions applicables prévus aux présentes. Le service de transport pour l'alimentation de la charge locale permet au Distributeur d'intégrer, de répartir économiquement et de contrôler ses ressources actuelles et prévues afin d'alimenter sa charge locale conformément aux dispositions de la Partie IV des présentes. Le Distributeur peut aussi utiliser le service de transport pour l'alimentation de la charge locale pour livrer des achats d'énergie à sa charge locale en provenance de ressources non désignées, selon la disponibilité, sans frais additionnels. Le service de transport pour des ventes relatives à des charges non désignées sera fourni conformément aux termes et conditions applicables de la Partie II des présentes.

36 Nature du service de transport pour l'alimentation de la charge locale

36.1 Étendue du service : Le service de transport pour l'alimentation de la charge locale est un service de transport qui permet au Distributeur d'utiliser efficacement et économiquement ses ressources (de même que les autres ressources non désignées) pour alimenter sa charge locale, ainsi que toute charge additionnelle pouvant être désignée conformément à l'article 39.3 des présentes. Le Distributeur doit assurer ou obtenir de

ses fournisseurs que ceux-ci assurent les services complémentaires requis pour la sécurité et la fiabilité de l'alimentation de la charge locale et qui sont énumérés dans l'annexe 8 des présentes.

36.2 Responsabilités du Transporteur : Le Transporteur planifie, construit, exploite et entretient son réseau de transport et il contrôle les mouvements d'énergie dans sa zone de réglage, conformément aux pratiques usuelles des services publics, afin de fournir un service de transport pour la livraison de puissance et d'énergie à partir des ressources du Distributeur, de manière à alimenter les charges des clients de charge locale à partir du réseau du Transporteur. Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles, sous le contrôle du Transporteur, pour alimenter sa charge locale. Le Transporteur doit inclure la charge locale du Distributeur aux fins de la planification de son réseau de transport et doit, conformément aux pratiques usuelles des services publics, s'efforcer de construire, et mettre en service, une capacité de transport suffisante pour livrer les ressources du Distributeur de manière à desservir d'une façon fiable les clients de charge locale.

36.3 Service secondaire : Le Distributeur peut utiliser le réseau de transport du Transporteur pour livrer de l'énergie à ses charges à partir de ressources qui

n'ont pas été désignées en tant que ressources du Distributeur. Cette énergie sera transportée, selon la disponibilité, sans frais additionnels. Les livraisons à partir de ressources autres que les ressources désignées auront une priorité supérieure à celle de tout service de transport non ferme de point à point en vertu de la Partie II des présentes.

36.4 Pertes de transport : Des pertes de transport sont associées à tous les services de transport. Le Transporteur n'est pas obligé de fournir les pertes de transport. Le Distributeur est responsable de fournir en tout temps les pertes réelles associées au service de transport qui lui est fourni sur le réseau du Transporteur.

36.5 Restrictions relatives à l'utilisation du service : Le Distributeur ne peut utiliser le service de transport d'alimentation de la charge locale pour (i) vendre de la puissance et de l'énergie à des charges non désignées ou (ii) fournir directement ou indirectement un service de transport à un tiers. Le Distributeur doit utiliser le service de transport de point à point prévu à la Partie II des présentes pour les ventes à un tiers nécessitant l'utilisation du réseau de transport du Transporteur.

37 Conditions préalables à la prestation du service par le Transporteur

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

- (i) une description de la charge à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le Distributeur des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que des charges à alimenter à partir de chaque poste du Transporteur au même niveau de tension de transport. La description doit comprendre des prévisions sur dix (10) ans de la charge et des ressources nécessaires à la pointe coïncidente et non coïncidente, en été et en hiver;
- (ii) le niveau et la localisation des charges interruptibles, s'il en est, comprises dans la charge locale. Cette information doit inclure les besoins de puissance estivale et hivernale de chaque charge interruptible (comme si elle n'était pas interruptible), la partie de la charge qui est susceptible d'interruption, les conditions auxquelles une interruption peut être mise en oeuvre et les limites, s'il en est, applicables à la quantité et à la fréquence des interruptions. Le Distributeur doit indiquer la quantité de charge de ses clients interruptibles (s'il en est) incluse dans les prévisions de charge sur 10 ans fournies en réponse au point (i) ci-dessus;
- (iii) une description des ressources du Distributeur (actuelles et prévues sur 10 ans), devant inclure dans le cas de chaque ressource:

- la taille du groupe et la puissance provenant de ce groupe qui doit être désignée en tant que ressource du Distributeur, incluant les centrales servant à la livraison de l'électricité patrimoniale et celles qui alimentent toute autre ressource du Distributeur et qui sont situées dans la zone de réglage du Transporteur;
- la puissance réactive (production et absorption) de tous les alternateurs;
- les restrictions d'exploitation:
 - les périodes d'exploitation limitée, s'il en est, pendant toute l'année;
 - les programmes d'entretien;
 - le niveau de production minimum du groupe;
 - le niveau d'exploitation normal du groupe;
 - toute désignation de groupe dont la production doit être maintenue pour des raisons de fiabilité du réseau ou pour des raisons contractuelles;
- la liste des moyens de gestion pour la nouvelle répartition;
- la description de la puissance achetée qui est désignée comme ressource du Distributeur, y compris la source d'approvisionnement, la localisation de la zone de réglage, les ententes de transport et le(s) point(s) de réception au réseau de transport du Transporteur;

(iv) l'utilisation prévue de chacune des interconnexions du réseau du Transporteur avec les réseaux voisins (actuelles et prévues sur 10 ans), en MW et en MWh, en période de pointe et hors pointe, pour chacune des années visées.

37.2 Installations du Distributeur : La prestation du service de transport pour l'alimentation de la charge locale est conditionnelle à la construction, à

l'entretien et à l'exploitation par le Distributeur des installations se trouvant sur son réseau de distribution nécessaires à la livraison fiable de la puissance et de l'énergie à partir du réseau de transport du Transporteur jusqu'à celui du Distributeur. Le Distributeur est seul responsable de la construction ou de l'installation de toutes les installations se trouvant sur son réseau. Toutefois, lorsqu'il sera opportun de le faire, le Transporteur et le Distributeur planifieront conjointement des ajouts à leur réseau respectif, en vue d'en minimiser les coûts, sous réserve des dispositions techniques applicables.

Le Distributeur doit s'assurer que les clients de charge locale respectent les exigences de raccordement au réseau du Transporteur, ainsi que les limites d'émissions de perturbations autorisées sur le réseau de transport. Le Distributeur doit également s'assurer que le déséquilibre des charges alimentées par les postes satellites respecte les limites d'émission autorisées sur le réseau.

38 Ressources du Distributeur

38.1 Désignation des ressources du Distributeur : Les ressources du Distributeur comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources,

qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur.

38.2 Désignation de nouvelles ressources du Distributeur :

Le Distributeur peut désigner une nouvelle ressource en donnant au Transporteur un préavis écrit en ce sens le plus tôt possible. Une Entente de raccordement conclue entre le Transporteur et tout propriétaire d'une nouvelle ressource désignée ou d'une nouvelle centrale pouvant alimenter une ressource désignée par le Distributeur est requise avant que le Transporteur puisse procéder aux ajouts au réseau requis pour intégrer cette nouvelle ressource.

38.3 Suppression des ressources du Distributeur :

Le Distributeur peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou d'une partie d'une ressource, mais il doit en aviser le Transporteur par écrit dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire.

38.4 Changements dans les demandes de service : La décision du Distributeur d'annuler, de reporter ou de modifier substantiellement un changement demandé quant au

service de transport pour l'ajout d'une nouvelle ressource ne saurait en aucune circonstance libérer de quelque façon que ce soit le Distributeur, ou son fournisseur d'électricité, de son obligation de payer les frais relatifs aux ajouts au réseau effectués par le Transporteur conformément à l'appendice J des présentes.

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

38.6 Obligation de nouvelle répartition du Distributeur : Le Distributeur accepte que le Transporteur répartisse différemment ses ressources si cela est requis conformément à l'article 41.2. Dans la mesure du possible, la nouvelle répartition des ressources prévue au présent article sera effectuée en fonction du moindre coût, sans discrimination entre tous les clients du réseau intégré, du service point à point ferme et les clients de charge locale.

38.7 Ententes de transport visant les ressources non reliées physiquement au réseau du Transporteur : Le Distributeur est responsable des ententes pouvant être

nécessaires à la livraison de la puissance et de l'énergie d'une ressource qui n'est pas physiquement reliée au réseau du Transporteur. Le Transporteur fera des efforts raisonnables pour aider le Distributeur à obtenir ces ententes, y compris en fournissant les informations ou données nécessaires à l'autre entité conformément aux pratiques usuelles des services publics. De plus, lorsque cela est opportun, le Transporteur peut réserver une capacité de transport, ou louer des équipements de transport sur un réseau tiers et en intégrer le coût à son coût de service, si cela constitue une solution économique et techniquement acceptable, pour prendre livraison de l'électricité devant alimenter la charge locale du Distributeur.

38.8 Restrictions visant la désignation de ressources : Le Distributeur doit obtenir l'ensemble des ressources nécessaires pour approvisionner en électricité sa charge locale et en informer le Transporteur. Pour tout nouvel approvisionnement obtenu par appel d'offres ou autrement, le Distributeur doit s'assurer de la disponibilité du service de transport conformément aux dispositions de la Partie IV des présentes.

39 Désignation de la charge locale

39.1 Charge locale : Le Distributeur doit désigner annuellement les différentes charges constituant sa charge locale pour lesquelles le Transporteur fournira le service de transport. Le Distributeur fournira

annuellement au Transporteur, à la date convenue entre les parties, une description annuelle de la charge à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le Distributeur des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que les charges à alimenter à partir de chaque poste du Transporteur au même niveau de tension du transport. La description doit inclure une prévision sur dix (10) ans de la charge coïncidente par poste satellite et par région, ainsi que la prévision des ressources nécessaires pour l'alimenter à la pointe coïncidente en hiver et en été. La description doit inclure également la nature de la charge, de même que la puissance active et la puissance réactive et ce, pour chacun des poste-satellites et pour chacune des charges de 25 MW et plus raccordées au réseau de transport.

39.2 Nouvelles charges raccordées au réseau du Transporteur : Le Distributeur doit fournir au Transporteur dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire, un préavis écrit de la désignation d'une nouvelle charge qui sera ajoutée à son réseau de transport. L'avis doit inclure la déclaration du Distributeur quant à la puissance maximale à transporter sur le réseau pour alimenter cette nouvelle charge. Le Transporteur agira avec diligence pour

effectuer les ajouts au réseau de transport qui sont nécessaires pour intégrer cette nouvelle charge désignée par le Distributeur. Lorsque le Transporteur et le Distributeur auront établi conjointement la nécessité d'ajouter un nouveau poste satellite ou une nouvelle ligne pour alimenter la charge locale du Distributeur, ou de modifier un poste ou une ligne existants, cela tiendra lieu de préavis et constituera une demande de service du Distributeur. Les frais associés aux ajouts au réseau de transport nécessaires à l'addition d'une nouvelle charge du Distributeur seront remboursés au Transporteur par le Distributeur conformément aux principes énoncés à l'appendice J des présentes.

39.3 Charge non reliée physiquement au réseau du Transporteur : Le présent article s'applique à l'ajout subséquent d'une nouvelle charge locale non reliée physiquement au réseau du Transporteur. Dans la mesure où le Distributeur désire obtenir un service de transport pour une charge extérieure au réseau du Transporteur, le Distributeur peut décider d'inclure toute la charge en tant que charge locale à toutes les fins de la Partie IV des présentes et désigner des ressources relativement à cette charge supplémentaire. Si le Distributeur donne un avis de son intention d'ajouter une nouvelle charge devant faire partie intégrante de sa charge locale conformément au présent

article, cela constitue une demande de service additionnel du Distributeur en vertu de la Partie IV des présentes. Lorsque cela est opportun, le Transporteur peut réserver une capacité de transport, ou louer des équipements de transport sur un réseau tiers et en intégrer le coût à son coût de service, si cela constitue une solution économique et techniquement acceptable, pour approvisionner en électricité la charge locale du Distributeur.

39.4 Mise à jour annuelle des renseignements sur la charge et les ressources : Le Distributeur doit fournir au Transporteur des prévisions annuelles mises à jour concernant la charge locale et les ressources, conformément aux articles 37 et 39 des présentes. Le Distributeur doit aussi donner au Transporteur un avis écrit en temps opportun des changements importants survenus dans tout autre renseignement fourni préalablement relativement à sa charge locale, à ses ressources ou à d'autres aspects de ses installations ou de son exploitation ayant une incidence sur la capacité du Transporteur de fournir un service fiable.

40 Procédures d'études supplémentaires pour les demandes de service de transport pour l'alimentation de la charge locale

40.1 Avis de la nécessité d'une étude d'impact sur le réseau : Sur réception d'une demande écrite du Distributeur, le Transporteur établira sur une base non discriminatoire s'il est nécessaire de procéder à une

étude d'impact sur le réseau. Une description de la méthodologie suivie par le Transporteur pour mener une étude d'impact sur le réseau est fournie à l'appendice D. Si le Transporteur établit la nécessité d'une étude d'impact sur le réseau pour pouvoir fournir le service demandé, il doit en informer le Distributeur dès que possible.

À l'exclusion des besoins du Distributeur correspondant à la croissance de la charge locale pour laquelle ce dernier transmet annuellement sa prévision au Transporteur conformément à l'article 37.1 i) des présentes, le Distributeur doit soumettre une demande d'étude d'impact pour tous ses autres besoins, notamment pour l'alimentation de nouvelles charges industrielles spécifiques, l'alimentation de nouvelles charges non reliées physiquement au réseau du Transporteur, le raccordement de nouvelles ressources du Distributeur et la réalisation par le Transporteur d'études stratégiques et d'orientation qui sont requises par le Distributeur.

40.2 Coûts des études d'impact pour alimenter la charge locale : Le Transporteur tient une comptabilité séparée, conformément à l'article 8.2 des présentes, pour toutes les études d'impact qu'il réalise à la demande du Distributeur. Aucun coût ne sera imputé au Distributeur pour réaliser les études d'impact requises aux fins de l'alimentation de la charge locale. Aucun

frais ne sera imputé au Transporteur par le Distributeur lorsque les services du Distributeur sont requis pour participer à la réalisation d'une étude d'impact demandée au Transporteur et que ces coûts ne lui sont pas remboursés.

40.3 Procédures d'étude d'impact sur le réseau : Dès que le Transporteur a établi la nécessité d'une étude d'impact sur le réseau, celui-ci agira avec diligence pour terminer l'étude d'impact sur le réseau dans un délai raisonnable. L'étude d'impact sur le réseau doit identifier toutes les limitations du réseau et les options concernant une nouvelle répartition, ou les ajouts au réseau requis afin de fournir le service exigé. Advenant que le Transporteur ne puisse terminer l'étude d'impact sur le réseau requise dans le délai prévu, il doit en aviser le Distributeur et donner une date approximative d'achèvement. Une copie de l'étude d'impact sur le réseau terminée et des documents de travail y afférents doit être mise à la disposition du Distributeur. Le Transporteur fera preuve de la même diligence pour exécuter l'étude d'impact sur le réseau pour le Distributeur que pour exécuter ses propres études. Le Transporteur doit, dès l'achèvement de l'étude d'impact sur le réseau, aviser le Distributeur si le réseau de transport sera adéquat pour accepter la demande de service, en tout ou en partie, ou si des frais devront vraisemblablement être engagés pour des

ajouts au réseau. Dans les quarante-cinq (45) jours de l'achèvement de l'étude d'impact sur le réseau, le Distributeur doit confirmer par écrit au Transporteur s'il maintient la demande de service ayant fait l'objet de l'étude d'impact, afin que le Transporteur puisse débiter dans les plus brefs délais possibles la réalisation des ajouts au réseau qui sont requis.

40.4 Réalisation des ajouts au réseau : Si une étude d'impact sur le réseau montre que des ajouts au réseau de transport doivent être effectués pour répondre à la demande de service du Distributeur, le Transporteur procédera à la réalisation des ajouts au réseau requis dans des délais raisonnables suivant la réception d'une demande écrite du Distributeur à cet effet dans laquelle celui-ci s'engage à rembourser au Transporteur le coût de réalisation des ajouts au réseau, conformément aux principes énoncés à l'appendice J des présentes. Dès réception de la demande écrite du Distributeur, le Transporteur agira avec diligence pour amorcer la réalisation des ajouts au réseau prévus dans les meilleurs délais possibles, afin de répondre au besoin du Distributeur.

40.5 Appels d'offres du Distributeur pour l'achat d'électricité: Sur demande du Distributeur, le Transporteur effectuera les études requises par le Distributeur, selon une méthodologie convenue avec celui-ci, pour évaluer les coûts et l'échéancier pour

effectuer les ajouts au réseau requis pour intégrer de nouvelles ressources servant à alimenter la charge locale du Distributeur. Si des ajouts au réseau du Transporteur sont alors requis, le Distributeur remboursera au Transporteur le coût réel des ajouts au réseau, conformément aux principes énoncés à l'appendice J des présentes. La puissance nécessaire à la réalisation des appels d'offres du Distributeur est inscrite dans la séquence des études d'impact conformément aux modalités indiquées à l'article 12A.3.

41 Délestage de charge et réductions

41.1 Procédures : Le Transporteur et le Distributeur doivent établir des procédures de délestage de charge et de réduction conformément à la convention d'exploitation du réseau dans le but de faire face aux incidents sur le réseau de transport. Les parties mettront ces programmes en oeuvre pendant toute période où le Transporteur déterminera qu'un incident est survenu sur le réseau et que ces procédures sont nécessaires pour pallier cet incident. Le Transporteur avisera en temps opportun tous les autres clients en vertu de la Partie II et de la Partie III des présentes et qui sont touchés par les réductions programmées.

41.2 Contraintes de transport : Pendant toute période où le Transporteur détermine qu'il existe une contrainte de transport sur le réseau, et que cette contrainte peut compromettre la fiabilité du réseau du Transporteur, le

Transporteur prendra toutes les mesures, conformes aux pratiques usuelles des services publics, raisonnablement nécessaires au maintien de la fiabilité de son réseau. Si le Transporteur juge que la fiabilité du réseau de transport peut être maintenue par une nouvelle répartition des ressources, le Transporteur entreprendra des procédures conformément à la convention d'exploitation du réseau afin d'effectuer une nouvelle répartition de toutes les ressources en fonction du moindre coût sans égard à la propriété de ces ressources. Concernant toutes les ressources désignées et non désignées alimentant les charges du Distributeur, celui-ci transmettra au Transporteur et en fera la mise-à-jour en tout temps selon les besoins, l'ordre de priorité selon lequel les ressources du Distributeur seront affectées par les mesures mises en œuvre par le Transporteur pour pallier à une contrainte sur le réseau de transport.

41.3 Responsabilité des coûts occasionnés pour pallier les contraintes de transport : Lorsque le Transporteur met en œuvre des procédures de nouvelle répartition au moindre coût par suite d'une contrainte de transport, les clients du service de transport ferme de point à point, les clients du réseau intégré et le Distributeur pour les clients de charge locale supportent tous une quote-part proportionnelle du coût total de la nouvelle répartition en fonction de leurs transactions

respectives qui sont affectées par la nouvelle répartition.

41.4 Réductions des livraisons programmées : Si une contrainte de transport sur le réseau du Transporteur ne peut être palliée par la mise en oeuvre de procédures de nouvelle répartition au moindre coût et que le Transporteur juge nécessaire de réduire les livraisons programmées, le Distributeur doit réduire ses programmes conformément à la convention d'exploitation du réseau. À cette fin, le Distributeur transmettra au Transporteur et en fera la mise-à-jour en tout temps selon les besoins, l'ordre de priorité selon lequel les ressources du Distributeur seront affectées par la réduction des livraisons programmées.

41.5 Attribution des réductions : Le Transporteur doit, de façon non discriminatoire, réduire la(les) transaction(s) qui résout (résolvent) effectivement la contrainte. Toutefois, dans la mesure du possible et conformément aux pratiques usuelles des services publics, la réduction sera partagée proportionnellement entre les clients du service de transport ferme de point à point, les clients de charge locale et les clients du service en réseau intégré.

41.6 Délestage de charge et rejet de production : S'il est survenu un incident sur le réseau du Transporteur et que le Transporteur juge nécessaire pour les clients du service de transport ferme de point à point, les

clients de charge locale et les clients du service en réseau intégré de délester des charges, les parties doivent procéder au délestage conformément aux procédures déjà établies en vertu de la convention d'exploitation du réseau.

S'il est survenu un incident sur le réseau du Transporteur et que le Transporteur juge nécessaire pour les clients du service de transport ferme de point à point, les clients de charge locale et les clients du service en réseau intégré de rejeter les groupes de production d'une centrale faisant partie des ressources désignées par le Distributeur, les parties doivent procéder au rejet de production conformément aux procédures déjà établies en vertu de la convention d'exploitation du réseau.

41.7 Fiabilité du système : Malgré toute autre disposition des présentes, en rapport avec les cas prévus au présent article 41, le Transporteur se réserve le droit, conformément aux pratiques usuelles des services publics et sur une base non indûment discriminatoire, de réduire le service de transport pour l'alimentation de la charge locale, sans engager sa responsabilité, afin de faire les ajustements, les changements ou les réparations nécessaires à ses lignes, postes et installations; le Transporteur se réserve le même droit dans les cas où le maintien du service de transport pour l'alimentation de la charge locale mettrait des

personnes ou des biens en danger. En cas de condition(s) défavorable(s) ou de perturbation(s) du réseau du Transporteur ou de tout autre réseau interconnecté directement ou indirectement au réseau du Transporteur, le Transporteur, conformément aux pratiques usuelles des services publics, peut aussi réduire le service de transport pour l'alimentation de la charge locale pour (i) limiter la portée de la (des) condition(s) défavorable(s) ou de la (des) perturbation(s) ou les dommages causés par celle(s)-ci, (ii) empêcher que des dommages ne soient causés aux installations de production ou de transport ou (iii) accélérer le rétablissement du service. Le Transporteur donnera au Distributeur un préavis le plus tôt possible de toute réduction de ce genre. Toute réduction du service de transport ne saurait faire de discrimination indue quant à l'utilisation du réseau de transport pour le service ferme offert en vertu de la Partie II, de la Partie III et de la Partie IV des présentes.

42 Prix et frais

Le Distributeur doit payer au Transporteur les frais applicables relatifs aux ajouts au réseau, fournir les services complémentaires requis pour alimenter la charge locale et payer les coûts d'étude applicables, conformément aux dispositions des présentes, de même que les frais suivants :

42.1 Prix requis mensuel : À chaque mois, le Distributeur doit payer le prix requis mensuel, lequel correspond au un douzième (1/12) du montant indiqué à l'appendice H des présentes, moins tout montant payable au cours du mois par un client dont la charge était antérieurement comprise dans la charge locale du Distributeur et qui a réservé, pour l'alimentation de cette charge, un service de transport en vertu de la Partie II ou de la Partie III des présentes et ce, jusqu'à ce que l'exclusion de cette charge de la charge locale du Distributeur ait été prise en compte par la Régie dans l'établissement des tarifs de transport applicables en vertu des présentes.

42.2 Récupération des coûts non recouvrables : Le Transporteur peut chercher à récupérer ses coûts non recouvrables du Distributeur conformément aux conditions déterminées par la Régie. Toutefois, le Transporteur doit soumettre séparément à la Régie toute proposition de récupération des coûts non recouvrables.

43 Ententes d'exploitation

43.1 Exploitation en vertu de la convention d'exploitation du réseau : Le Distributeur doit planifier, construire, exploiter et entretenir ses installations conformément aux pratiques usuelles des services publics et à la convention d'exploitation du réseau.

43.2 Convention d'exploitation du réseau : Les termes et conditions suivant lesquels le Distributeur exploite

ses installations et les questions techniques et opérationnelles associées à la mise en oeuvre de la Partie IV des présentes sont précisés dans la convention d'exploitation du réseau. La convention d'exploitation du réseau prévoit que les parties (i) exploitent et entretiennent l'équipement nécessaire à l'intégration de la charge locale du Distributeur directement raccordée au réseau de transport du Transporteur (y compris, sans s'y limiter, les terminaux éloignés, équipements de mesurage, de communication et de relais), (ii) se transmettent des données (y compris, sans s'y limiter, les taux calorifiques et les caractéristiques opérationnelles des ressources, les programmes de production des groupes extérieurs au réseau de transport du Transporteur, les programmes d'échanges, la production des groupes visée par une nouvelle répartition requise en vertu de l'article 41, les programmes de tension, les facteurs de perte et d'autres données en temps réel, (iii) utilisent les logiciels requis pour les liaisons de données et la répartition des contraintes, (iv) échangent les données sur les prévisions de charges et de ressources qui sont nécessaires à la planification à long terme et (v) règlent les autres questions techniques et opérationnelles pouvant être requises pour la mise en oeuvre de la Partie IV des

présentes, y compris les protocoles de programmation des ressources et des charges du Distributeur.

La convention d'exploitation du réseau prévoit que le Distributeur doit (i) soit satisfaire aux exigences de la zone de réglage, y compris tous les services complémentaires nécessaires, en passant un contrat à cet égard avec le Transporteur ou, (ii) soit satisfaire aux exigences de la zone de réglage, y compris tous les services complémentaires nécessaires, en passant un contrat à cet égard avec une autre entité, conformément aux pratiques usuelles des services publics, qui satisfasse aux exigences du NERC et du NPCC. Le Transporteur ne peut refuser sans raison valable des ententes contractuelles avec une autre entité à l'égard des services complémentaires. La convention d'exploitation du réseau est jointe en appendice G aux présentes.

43.3 Comité technique : Un comité technique sera établi entre le Transporteur et le Distributeur pour effectuer la coordination technique requise entre ceux-ci. Le comité technique traitera de toutes questions administratives découlant des responsabilités respectives des parties en vertu de la convention d'exploitation du réseau. Le comité technique doit se réunir de temps à autre, au besoin, mais au moins une fois par année.

Le comité technique ainsi formé pourra notamment établir les règles concernant les besoins respectifs d'échanges techniques des parties, de réalisation des études d'impact pour alimenter la charge locale, de programmation des livraisons, de planification des retraits d'équipement de production, de restrictions d'exploitation concernant ceux-ci, d'application des moyens de gestion en temps réel de l'équilibre offre-demande, de délestage de charge et de réductions, de transmission des données d'exploitation en temps réel et de gestion des services complémentaires fournis par le Distributeur et pour tout autre besoin d'exploitation du réseau, le tout conformément aux prescriptions des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*.

APPENDICE C

Méthodologie pour évaluer la capacité de transport disponible

1. La capacité de transport disponible (ATC) est la quantité de la capacité de transport qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau et des exigences pour :
 - (a) satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources aux clients de charge locale;
 - (b) satisfaire aux obligations des contrats existants en vertu desquels le service de transport est fourni;
 - (c) satisfaire aux obligations des demandes valides existantes, acceptées ou en attente, de service de transport.
2. Les lignes directrices et les principes suivants sont suivis pour évaluer la capacité de transport disponible :
 - (a) les pratiques usuelles des services publics;
 - (b) les critères et lignes directrices du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), du North American Electric Reliability Council (NERC) et du North American Energy Standards Board (NAESB);
 - (c) les critères et directives applicables du Transporteur. Les principes et les composantes spécifiques utilisés dans le calcul des capacités de transfert totales (TTC)

et les capacités de transport disponibles (ATC) sont décrits sur le site OASIS du Transporteur.

3. Pour évaluer la capacité de transfert totale, le Transporteur utilise lorsque requis des simulations informatiques en temps différé de son réseau de transport dans une série spécifique de conditions d'exploitation présumées. La capacité de transfert totale est la quantité de puissance qui peut être transférée sur une interconnexion en assurant qu'après un événement, les conditions globales du réseau respectent le maintien de la stabilité et les limites de tension et de capacité thermique conformément aux règles et pratiques du Transporteur et aux lignes directrices du NPCC et du NERC.

Les valeurs de capacité de transport évaluées tiennent compte essentiellement des contraintes dues aux équipements de transport. Pour les interconnexions où des groupes turbine-alternateurs doivent être isolés sur le réseau voisin, la capacité affichée (TTC et ATC) peut être supérieure à la capacité de production locale transférable sur le réseau voisin. Une entente préalable avec le Producteur, exploitant des groupes turbine-alternateurs, est requise pour chaque demande de réservation d'un service de transport par ces interconnexions et ce, à sa discrétion.

Le site OASIS du Transporteur montre les capacités (TTC et ATC) des interconnexions pour des périodes futures données. Chacune des interconnexions y est désignée comme un chemin, relié au point HQT qui représente l'ensemble des points de réception sur le réseau du Transporteur, sauf les interconnexions elles-mêmes.

Lorsqu'il a été déterminé que la capacité de transport suffisante peut ne pas exister pour accepter une demande de service de

transport, le client admissible peut demander une étude d'impact sur le réseau.

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

Transporteur réagira en réalisant une étude d'impact sur le réseau.

15.3 Abrogé

15.4 Obligation de fournir un service de transport exigeant l'expansion ou la modification du réseau de transport, une nouvelle répartition ou une réduction conditionnelle :

- (a). Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète visant un service de transport de point à point à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau de transport, le Transporteur agira avec diligence pour étendre ou modifier son réseau de transport afin de fournir le service de transport réclamé, à condition que le client du service de transport accepte de payer les coûts s'y rapportant au Transporteur, conformément aux conditions de l'article 27. Le Transporteur se conformera aux pratiques usuelles des services publics pour décider de la nécessité d'ajouts au réseau et en ce qui concerne la conception et la construction de ces installations. L'obligation vise seulement les installations que le Transporteur est en droit d'étendre ou de modifier
- (b). Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète

visant un service de transport ferme à long terme
de point à point à cause de l'insuffisance de
capacité sur son réseau de transport, suite à une
demande écrite du client du service de transport,
il agira avec diligence dès réception d'une
demande écrite du client du service de transport
pour déterminer si une nouvelle répartition des
ressources situées dans la zone de réglage du
Transporteur est réalisable tenant compte des
conditions énoncées ci-après et, dans les cas qui
le permettent, pour assurera une nouvelle
répartition à partir des de ces ressources situées
dans la zone de réglage du Transporteur, jusqu'à
ce (i) que les ajouts au réseau soient terminés
pour le client du service de transport, (ii) qu'il
établisce à l'aide d'une réévaluation biennale
qu'il ne peut plus assurer une nouvelle
répartition en toute fiabilité ou (iii) que le
client du service de transport mette fin au
service parce que la réévaluation a entraîné des
changements dans la nouvelle répartition. Dans les
cas qui permettent une nouvelle répartition, Le le
Transporteur ne peut refuser déraisonnablement
d'effectuer lui-même une nouvelle répartition ou
de permettre au que le client du service de
transport de prendreprende des dispositions pour
qu'une nouvelle répartition soit effectuée à

partir des ressources d'un tiers. Le Transporteur n'est tenu d'effectuer une nouvelle répartition qu'aux conditions suivantes : (i) les ressources sont disponibles à cette fin pour la durée du service demandé; (ii) le client a obtenu le consentement du propriétaire de la (les) ressource(s) en cause; (iii) le Transporteur a déterminé que la nouvelle répartition est techniquement faisable et n'est pas susceptible de compromettre la fiabilité et la stabilité du réseau; (iv) sauf dans les cas prévus à l'article 19.7, la répartition permet de fournir la totalité du service demandé sans effectuer d'ajouts au réseau; et (v) le client accepte de dédommager le Transporteur conformément à l'article 27.

- (c). Si le Transporteur établit qu'il ne peut pas répondre favorablement à une demande complète visant un service de transport ferme à long terme de point à point à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau de transport, suite à une demande écrite du client du service de transport, il offrira le service de transport ferme avec la condition qu'il pourra réduire le service avant de réduire un autre service de transport ferme pendant un nombre déterminé d'heures par année ou dans certaines conditions du réseau. Si le client du service de transport accepte le service, le

Transporteur agira avec diligence pour assurer le service jusqu'à ce (i) que les ajouts au réseau soient terminés pour le client du service de transport, (ii) qu'il établisse à l'aide d'une réévaluation biennale qu'il ne peut plus assurer ce service en toute fiabilité ou (iii) que le client du service de transport mette fin au service parce que la réévaluation a entraîné une augmentation du nombre d'heures par année des périodes de réduction conditionnelle ou un changement des conditions du réseau pouvant entraîner une réduction du service.

15.5 Report du service : Le Transporteur peut reporter la fourniture d'un service jusqu'à la fin de la construction des ajouts au réseau de transport nécessaires afin de fournir le service de transport de point à point, dès lors que le Transporteur établit que, sans ces nouvelles installations ou améliorations, la fourniture du service demandé aurait pour effet de compromettre ou de détériorer la fiabilité de tout service ferme existant.

15.6 Abrogé

15.7 Pertes de transport : Des pertes de transport sont associées à tous les services de transport. Le Transporteur n'est pas obligé de fournir les pertes de transport. Le client du service de transport est responsable de remplacer les pertes associées aux

**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**

3.4 Écarts de réception et de livraison

1 *Aperçu de l'ordonnance n° 890*

2 Pour maintenir l'équilibre sur le réseau, le fournisseur de transport doit corriger
3 à la fois les écarts entre la livraison d'énergie prévue et réelle auprès de la
4 charge, de même que les écarts entre la livraison d'énergie prévue et réelle à
5 partir d'une installation de production.

6 La FERC constate que les tarifs pour ces services complémentaires sont
7 excessifs, trop variés, non liés au coût de fourniture de ces services²⁵, et qu'ils
8 présentent un risque de discrimination induite. Elle signale également
9 l'incidence possible de l'augmentation des écarts sur la fiabilité des réseaux²⁶.

10 De ce fait, elle révisé les modalités liées aux tarifs pour les écarts de la
11 manière prévue ci-dessous.

12 D'abord, la FERC révisé l'annexe 4 de l'OATT *pro forma* sur les tarifs pour
13 écarts de livraison et adopte une nouvelle annexe 9 similaire pour les écarts
14 de réception. Ces deux annexes prévoient un barème de tarifs progressifs à
15 trois échelons. Les tarifs augmentent en fonction de l'écart et reposent sur le
16 coût différentiel (cette notion est définie dans les annexes). Les tarifs associés
17 à l'échelon supérieur ne s'appliquent pas à l'énergie produite à partir de
18 sources intermittentes²⁷.

19 Ensuite, toute variante par rapport à ces dispositions doit être compatible avec
20 l'OATT *pro forma*, tel qu'il est modifié par l'ordonnance n° 890, ou y être
21 supérieure. Cette variante doit en outre satisfaire trois critères²⁸. Les
22 tarifs doivent

²⁵ Ordonnance n° 890, paragraphe 85.

²⁶ Ordonnance n° 890, paragraphe 663.

²⁷ Ordonnance n° 890, paragraphes 663, 665.

²⁸ Ordonnance n° 890, paragraphe 663.

- 1 - être liés au coût de correction de l'écart;
- 2 - être structurés pour promouvoir une programmation plus efficiente, 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

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

11 D'après l'ordonnance n° 888, les clients en réseau ont droit à certains crédits,

12 appliqués à leurs frais de transport, s'ils peuvent démontrer que les

13 installations de transport dont ils sont propriétaires sont intégrées aux

14 procédures ou à l'exploitation du fournisseur de transport pour servir ses

15 clients. De nouvelles installations donnent droit à des crédits si elles sont

16 planifiées de concert avec le fournisseur de transport et si elles sont

17 implantées en coordination avec ce dernier.

18 L'ordonnance n° 890 rompt le lien entre la planification conjointe et

19 l'admissibilité aux crédits pour ces installations. De l'avis de la FERC, ce lien

20 peut inciter le fournisseur de transport à refuser la planification conjointe pour

21 éviter d'accorder des crédits au client propriétaire d'installations de transport²⁹.

22 Dorénavant, le client en réseau a droit à des crédits sur la base de la

23 présomption suivante : les installations dont il est propriétaire sont présumées

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

7

TARIFICATION DES SERVICES DE COMPENSATION D'ÉCARTS DE RÉCEPTION ET DE LIVRAISON

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
2. DEMANDE DU TRANSPORTEUR.....	5
3. TARIFICATION DES ÉCARTS DE RÉCEPTION ET DE LIVRAISON.....	6
3.1 DESCRIPTION DE LA PROPOSITION.....	6
3.2 JUSTIFICATION	7
4. IMPLANTATION	9
4.1 RESSOURCES.....	9
4.2 SYSTÈMES INFORMATIQUES	10
5. TARIFS ET CONDITIONS.....	12

1. CONTEXTE

1 Dans sa décision D-2009-015 rendue le 5 mars 2009, la Régie conclut, quant
2 à la tarification des services complémentaires de compensation d'écarts de
3 réception et de livraison, que le prix de référence doit refléter les prix horaires
4 sur les marchés limitrophes, ajustés des coûts de transport.

5 Dans sa décision D-2009-56 rendue le 5 mai 2009, la Régie retient la
6 proposition du Transporteur de déposer, à la fin du mois de mai 2009, la
7 preuve relative aux modalités d'application et d'implantation de l'approche
8 retenue par la Régie pour la tarification des écarts de réception et de livraison.

2. DEMANDE DU TRANSPORTEUR

9 Pour faire suite aux décisions précitées, le Transporteur soumet la présente
10 proposition et demande respectueusement à la Régie :

- 11 • d'approuver les annexes 4 et 5 des *Tarifs et conditions des services de*
12 *transport d'Hydro-Québec* (les « *Tarifs et conditions* ») afférentes aux
13 écarts de réception et de livraison ainsi que les modifications connexes à
14 l'article 3 des *Tarifs et conditions* produits au soutien des présentes ;
- 15 • de fixer l'entrée en vigueur des annexes 4 et 5 des *Tarifs et conditions* dès
16 que le Transporteur aura complété la mise en place des systèmes
17 informatiques requis pour leur implantation, soit dans un délai de six mois
18 après que la décision finale de la Régie concernant ces annexes
19 sera rendue.

3. TARIFICATION DES ÉCARTS DE RÉCEPTION ET DE LIVRAISON

3.1 Description de la proposition

1 Conformément aux *Tarifs et conditions*, le Transporteur offre les services
2 complémentaires de compensation d'écarts de réception et de livraison :

3 • L'écart de réception correspond à la différence entre le volume d'électricité
4 programmé par un producteur dont la source est synchronisée au réseau
5 du Transporteur et celui effectivement reçu par le Transporteur pour une
6 heure donnée au point de réception ;

7 • L'écart de livraison représente la différence entre le volume d'électricité
8 programmé par le client et celui effectivement livré par le Transporteur afin
9 d'alimenter pour une heure donnée une charge située dans la zone
10 de réglage.

11 Pour chacun de ces services, le client peut s'approvisionner à partir d'autres
12 installations, si elles sont situées dans la zone de réglage du Transporteur.

13 Le Transporteur acquiert les services de compensation d'écarts de réception
14 et de livraison auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production
15 d'électricité (le « Producteur »), qui est son unique fournisseur puisqu'aucune
16 autre entité ne fournit ces services au Transporteur.

17 Le Transporteur tient compte de l'offre reçue du Producteur concernant la
18 fourniture par ce dernier des services de compensation d'écart de réception et
19 de livraison dans la zone de réglage du Transporteur. Cette offre est basée
20 sur les prix horaires des marchés limitrophes de l'Ontario, de New York et de
21 la Nouvelle-Angleterre. Elle reflète les prix de vente et d'achat pour l'électricité
22 auxquels le Producteur est prêt à fournir ou à recevoir l'électricité de façon
23 aléatoire dans le cadre de ces services complémentaires.

1 L'annexe 4 des *Tarifs et conditions* présentée à la pièce HQT-9, document 2,
2 décrit la formule proposée pour les écarts de réception, alors que l'annexe 5
3 de cette pièce décrit la formule proposée pour les écarts de livraison. Quant à
4 l'article 3 des *Tarifs et conditions*, une modification de concordance est
5 proposée pour assurer la cohérence dans l'application de l'annexe 4
6 proposée.

3.2 Justification

- 7 La proposition concernant la tarification des écarts de réception et de livraison
8 est conforme à la décision D-2009-015 et tient compte des facteurs suivants :
- 9 • Le prix de référence reflète les prix horaires sur les marchés limitrophes,
10 ajustés des coûts de transport ;
 - 11 • La tarification proposée comporte trois tranches, comme le prévoit
12 l'ordonnance n° 890 de la FERC ;
 - 13 • Les prix développés sur la base des prix des marchés limitrophes limitent
14 les occasions d'arbitrage qui pourraient faire échec à la programmation
15 plus précise recherchée et compromettre la fiabilité du réseau ;
 - 16 • La formule de prix reflète la valeur du service offert, soit la garantie de
17 vente ou d'achat d'électricité pour combler la totalité des écarts en
18 tout temps ;
 - 19 • Elle fournit un incitatif raisonnable pour que les clients programment de
20 façon exacte leurs livraisons, traduisant un compromis équitable entre le
21 degré de précision requis de leur part et l'obligation du Transporteur de
22 compenser les écarts afin d'assurer l'exploitation fiable et efficiente
23 du réseau ;
 - 24 • Elle exempte les ressources intermittentes de l'application du tarif de la
25 tranche 3 ;

1 • Les revenus résultant des pénalités de 10 % et de 25 %, applicables aux
2 écarts des tranches 2 et 3, seront conservés par le Transporteur pour
3 remise ultérieure aux clients par le biais d'un compte d'écart,
4 conformément à la décision D-2009-015.

5 La proposition du Transporteur lui permet de respecter certains objectifs qu'il
6 s'est fixés :

- 7 • Assurer l'exploitation fiable du réseau de transport ;
8 • Éviter les impacts de l'application des services d'écarts de réception et de
9 livraison sur les clients du Transporteur, incluant le Distributeur pour
10 l'alimentation de la charge locale.

11 La tarification proposée est en outre conforme aux principes promulgués par
12 la FERC dans l'ordonnance n° 890, qui ont été précisés mais non modifiés par
13 les ordonnances n^{os} 890-A et 890-B :

- 14 • Elle doit être liée au coût de correction des écarts ;
15 • Elle doit être structurée pour promouvoir une programmation plus
16 efficiente, en augmentant les taux lorsque les écarts s'accroissent ;
17 • Elle doit tenir compte des particularités que présente l'énergie produite à
18 partir de sources intermittentes.

19 La tarification proposée reflète un principe important pour l'acquisition de ces
20 services, selon lequel les frais recouverts auprès du client qui utilise ces
21 services doivent refléter les coûts facturés au Transporteur pour les acquérir.
22 Ce principe est intégré au tarif *pro forma* joint à l'ordonnance n° 890-B de la
23 FERC. Le Transporteur propose donc de recouvrer ce coût auprès des
24 utilisateurs des services de compensation d'écarts de réception et de livraison.

1 La présente proposition permet l'appariement entre les paiements reçus des
2 clients responsables des écarts de réception et de livraison ou versés à
3 ceux-ci et les paiements reçus ou versés en contrepartie au fournisseur des
4 services. Toute divergence entre la formule de prix approuvée par la Régie
5 pour les services d'écarts de réception et de livraison aux annexes 4 et 5 et le
6 coût d'acquisition de ces services par le Transporteur auprès de son
7 fournisseur créera un écart qui devra être inscrit dans un compte d'écart afin
8 qu'il soit intégré aux revenus requis.

4. IMPLANTATION

4.1 Ressources

9 La tarification des d'écarts de réception et de livraison selon la présente
10 proposition requiert diverses ressources spécialisées, notamment en
11 commercialisation, informatique et comptabilité, afin d'implanter la formule et
12 de procéder par la suite à la facturation correspondante sur une
13 base mensuelle.

14 Les modalités d'acquisition de données quant aux prix horaires des marchés
15 limitrophes et aux taux de change doivent être précisées. Afin de simplifier la
16 formule proposée, tel qu'il est indiqué aux annexes 4 et 5, le Transporteur
17 propose d'appliquer certains montants forfaitaires pour tenir compte des frais
18 afférents applicables sur les marchés limitrophes, notamment les frais de
19 transport et les services complémentaires applicables à la livraison ou à la
20 réception, selon le cas.

21 L'implantation des systèmes informatiques requis par la présente proposition
22 et la définition des diverses tâches pour le fonctionnement de ces systèmes
23 nécessiteront environ 1,0 personne-année. Par la suite, certaines ressources
24 seront requises de façon ponctuelle pour assurer le maintien des systèmes
25 informatiques et la cohérence commerciale dans la facturation. Le

- 1 Transporteur évalue sommairement à 0,5 personne-année l'effort de travail
2 requis en permanence à cette fin.

4.2 Systèmes informatiques

- 3 L'application des modalités prévues aux annexes 4 et 5 des *Tarifs et*
4 *conditions* nécessite de mettre en place des systèmes informatiques afin de
5 colliger les prix horaires sur les marchés limitrophes et les frais de transport
6 afférents et d'effectuer les calculs requis pour la tarification des écarts de
7 réception et de livraison pour fins de facturation.
- 8 Les principales tâches requises sont énumérées sommairement ci-après :
- 9 • Acquérir les prix horaires pour chacun des marchés limitrophes de
10 l'Ontario, de New York et de la Nouvelle-Angleterre ;
- 11 • Acquérir le taux de change quotidien à midi publié par la Banque
12 du Canada ;
- 13 • Déterminer les écarts en comparant les mesures officielles aux
14 programmes ;
- 15 • Répartir les écarts par tranche ;
- 16 • Assurer la cohérence des données afin de tenir compte des particularités
17 de traitement de chaque réseau quant à l'heure de début, l'heure de fin et
18 le changement d'heure ;
- 19 • Effectuer les conversions requises entre les dollars américains et les
20 dollars canadiens ;
- 21 • Calculer les prix pour chaque tranche ;
- 22 • Appliquer les prix aux écarts par tranche ;
- 23 • Établir la facturation auprès des clients ;
- 24 • Verser les revenus des pénalités dans un compte d'écart ;

- 1 • Déterminer les montants relatifs au fournisseur ;
- 2 • Conserver les informations sur les prix, les frais afférents, les taux de
- 3 change ainsi que les écarts et les montants facturés.
- 4 La solution informatique requise afin d'effectuer couramment ces tâches est
- 5 automatisée afin de permettre la facturation mensuelle. Les activités suivantes
- 6 doivent être complétées :
- 7 • Planifier le développement et l'implantation des systèmes informatiques ;
- 8 • Coordonner les activités tout au cours du processus ;
- 9 • Acquérir un poste informatique pour le traitement automatisé des
- 10 données ;
- 11 • Concevoir un mode de transmission sécuritaire des données afin d'en
- 12 assurer l'intégrité ;
- 13 • Structurer le chargement des banques de données ;
- 14 • Créer les affichages de données ;
- 15 • Mettre en place l'environnement avec les spécifications fonctionnelles ;
- 16 • Développer les modules requis pour les diverses tâches ;
- 17 • Adapter les systèmes informatiques du réseau afin d'assurer le lien avec
- 18 les nouveaux modules ;
- 19 • Effectuer les essais unitaires et intégrés de fonctionnement ;
- 20 • Mettre en exploitation les systèmes ;
- 21 • Offrir de la formation aux utilisateurs des systèmes.
- 22 La réalisation de ces tâches représente un délai d'environ six mois à compter
- 23 de la décision finale de la Régie concernant les annexes 4 et 5 et l'article 3
- 24 des *Tarifs et conditions*.

5. TARIFS ET CONDITIONS

- 1 La pièce HQT-9, Document 2 présente les modifications proposées à
- 2 l'article 3, ainsi qu'aux annexes 4 et 5 des *Tarifs et conditions*, afin de refléter
- 3 la proposition de la présente pièce.
- 4 La pièce HQT-9, Document 3 présente les sections de la version anglaise des
- 5 *Tarifs et conditions*, auxquelles les mêmes modifications ont été apportées.

**TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC –
ARTICLE 3 ET ANNEXES 4 ET 5**

3 Services complémentaires

Le Transporteur est tenu de fournir, et le client du service de transport est tenu d'acheter, les services complémentaires suivants : (i) gestion du réseau et (ii) réglage de tension.

Le Transporteur est tenu d'offrir les services complémentaires suivants au client du service de transport qui alimente une charge dans la zone de réglage du Transporteur : (i) réglage de fréquence, (ii) compensation d'écart de livraison, ~~(iii) réserve d'exploitation - maintien de réserve tournante et~~ (iv) réserve d'exploitation - maintien de réserve arrêtée. Le client du service de transport qui alimente une charge dans la zone de réglage du Transporteur est tenu d'acquérir ces services complémentaires auprès du Transporteur ou d'un tiers ou de le fournir à partir de sa propre production.

Supprimé : (iii) compensation d'écart de réception,

Supprimé : v

Le Transporteur est tenu d'offrir le service de compensation d'écart de réception, dans la mesure où il peut le faire à partir de ses ressources ou des ressources mises à sa disposition, lorsque le service de transport est utilisé pour livrer de l'énergie à partir d'un groupe de production synchronisé avec son réseau de transport. Le client du service de transport qui utilise le service de transport pour livrer de l'énergie à partir d'un groupe de production synchronisé avec le réseau de transport du Transporteur est tenu d'acquérir le service de compensation d'écart de réception auprès du Transporteur ou d'un tiers ou de le fournir à partir de sa propre production.

Le client du service de transport ne peut pas refuser l'offre de services complémentaires du Transporteur à moins de démontrer qu'il a acquis ou fourni les services complémentaires à

Supprimé : et

partir d'une source située dans la zone de réglage du Transporteur. Le client du service de transport doit énoncer dans sa demande les services complémentaires qu'il achètera du Transporteur. Un client du service de transport qui dépasse sa capacité réservée ferme à un point de réception ou de livraison ou un client admissible qui utilise un service de transport à un point de réception ou de livraison qu'il n'a pas réservé est tenu de payer pour tous les services complémentaires énoncés dans la présente section qui ont été fournis par le Transporteur associé au service non réservé. Le client du service de transport ou le client admissible paiera pour les services complémentaires un montant établi en fonction de la quantité de service de transport qu'il a utilisée mais non réservée.

Advenant l'usage non autorisé des services complémentaires de la part du client du service de transport, ce dernier doit payer au Transporteur 150 % des tarifs applicables prévus aux annexes 1 à 7.

Les différents services complémentaires, ainsi que les tarifs, sont offerts par le Transporteur selon les conditions décrites aux annexes jointes aux présentes, qui font partie intégrante des présentes. Les articles 3.1 à 3.7 ci-après énumèrent les sept services complémentaires applicables aux clients en vertu des Parties II et III des présentes, alors que les articles 3.1 et 3.8 précisent ceux qui sont applicables au service de transport pour l'alimentation de la charge locale en vertu de la Partie IV des présentes.

3.1 Service de gestion du réseau : La description et le tarif du service sont indiqués à l'annexe 1.

Supprimé : et

- 3.2 Service de réglage de tension : La description et le tarif du service sont indiqués à l'annexe 2.
- 3.3 Service de réglage de fréquence : La description et le tarif du service sont indiqués à l'annexe 3.
- 3.4 Service de compensation d'écart de réception : La description et le tarif du service sont indiqués à l'annexe 4.
- 3.5 Service de compensation d'écart de livraison : La description et le tarif du service sont indiqués à l'annexe 5.
- 3.6 Réserve d'exploitation - Service de maintien de réserve tournante : La description et le tarif du service sont indiqués à l'annexe 6.
- 3.7 Réserve d'exploitation - Service de maintien de réserve arrêtée : La description et le tarif du service sont indiqués à l'annexe 7.
- 3.8 Services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale : La description des services est indiquée à l'annexe 8.

4 Système d'information et de réservation de capacité de transport (OASIS)

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 for Public Utilities). L'OASIS doit être conforme aux décisions, ordonnances et règlements de la Régie. Advenant que la capacité de transfert disponible, telle qu'affichée sur l'OASIS, soit insuffisante pour

Supprimé : transport

Supprimé : et

Décisions D-2009-015, D-2009-023 et D-2009-xxx

ANNEXE 4

Service de compensation d'écart de réception

Le service de compensation d'écart de réception est fourni lorsqu'un écart survient entre la production d'un groupe turbine-alternateur synchronisé avec le réseau de transport du Transporteur et la production programmée à partir de ce groupe turbine-alternateur vers (1) une autre zone de réglage ou (2) une charge située dans la zone de réglage du Transporteur pendant une heure. Le Transporteur est tenu d'offrir le service de compensation d'écart de réception, dans la mesure où il peut le faire à partir de ses ressources ou des ressources mises à sa disposition, lorsque le service de transport est utilisé pour livrer de l'énergie à partir d'un groupe turbine-alternateur synchronisé avec son réseau de transport. Le client du service de transport doit acheter ce service auprès du Transporteur ou conclure des ententes de rechange comparables, qui peuvent comprendre l'utilisation de ressources autres que la production pouvant assurer ce service, afin de remplir son obligation de fournir un service de compensation d'écart de réception. Le Transporteur peut imposer à un client du service de transport une pénalité pour des écarts de réception en vertu de la présente annexe ou pour des écarts de livraison en vertu de l'annexe 5 dans le cas des écarts se produisant au cours de la même heure, mais pas pour les deux types d'écarts sauf si ces écarts ont un effet combiné aggravant plutôt que compensatoire.

Les frais du service de compensation d'écart de réception

Supprimé: et

Décisions D-2009-015, D-2009-023 et D-2009-xxx

sont établis en fonction des tranches d'écart suivantes : (i) frais pour une tranche d'écart de $\pm 1,5$ % (minimum de 2 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 1), applicables sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 100 % du prix incrémentiel ou du prix décrémental, (ii) frais pour la tranche d'écart de plus de $\pm 1,5$ à 7,5 % (ou de plus de 2 à 10 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 2), applicables sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 110 % du prix incrémentiel ou à 90 % du prix décrémental, et (iii) frais pour la tranche d'écart de plus de $\pm 7,5$ % (ou de plus de 10 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 3), applicables sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés au moyen d'un paiement correspondant à 125 % du prix incrémentiel ou à 75 % du prix décrémental, sauf qu'une ressource intermittente sera exemptée des frais de la tranche 3 et paiera les frais applicables à la tranche 2 pour tous les écarts dépassant ceux de la tranche 1. Pour les fins de la présente annexe, une ressource intermittente est un groupe de production d'électricité qui ne peut faire l'objet d'une répartition, qui ne peut emmagasiner sa source de

Supprimé : et

carburant et qui, par conséquent, ne peut réagir aux variations de la charge du réseau ni aux contraintes liées à la sécurité du transport.

Malgré ce qui précède, les écarts par rapport aux transactions programmées qui surviennent à la suite de directives émises par le Transporteur ne doivent pas être facturés en fonction des tranches mentionnées précédemment; les montants résultants seront plutôt réglés à la fin du mois au moyen d'un paiement correspondant à 100 % du prix incrémentiel applicable à la tranche 1 ou du prix décrémental applicable à la tranche 1. Ces directives peuvent être liées notamment à la correction d'une baisse de fréquence, à la réponse à un événement associé au partage des réserves ou à une modification de la production pour alléger la congestion.

Pour les fins de la présente annexe, le prix incrémentiel et le prix décrémental sont établis comme suit, le tout converti en dollars canadiens au taux de change du jour à midi tel qu'établi par la Banque du Canada:

(1) Prix incrémentiel applicable à la tranche 1: ce prix est égal au prix horaire le plus élevé à chaque heure des trois (3) marchés suivants: (1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) moins 0,16 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à la zone M du marché de New York ("Prix incrémentiel NY"); (2) Nouvelle Angleterre: prix du

Supprimé: et

marché temps réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond) moins 6,00 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à Sandy Pond ("Prix incrémentiel NA"); et (3) Ontario: prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie en Ontario ("Prix incrémentiel ONT").

(2) Prix décrémental applicable à la tranche 1: ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure des trois (3) marchés suivants: (1) New York: prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) plus 4,50 \$US/MWh ("Prix décrémental NY"); (2) Nouvelle Angleterre: prix du marché temps réel de l'ISO-NE (Sandy Pond), plus 8,00 \$US/MWh ("Prix décrémental NA"); et (3) Ontario: prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), plus 5,00 \$CA/MWh en période de pointe ou 4,00 \$CA/MWh en période hors pointe (tel que défini par le NERC) ("Prix décrémental ONT").

(3) Prix incrémentiel applicable aux tranches 2 et 3: ce prix est égal au prix horaire le plus élevé à chaque heure entre: (1) Prix incrémentiel NY; (2) Prix incrémentiel NA; (3) Prix incrémentiel ONT; et (4) 100,00 \$CA/MWh.

(4) Prix décrémental applicable à la tranche 2: ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure entre: (1) le Prix décrémental NY; (2) le Prix décrémental NA; (3) le Prix décrémental ONT; et (4) 25,00 \$CA/MWh.

Supprimé: et

(5) Prix décrémental applicable à la tranche 3: ce prix est de 0,00 \$/MWh.

Dans tous les cas, le prix incrémentiel s'applique au montant payé par le client lorsque les quantités d'électricité reçues par le Transporteur sont inférieures aux quantités programmées par le client et le prix décrémental s'applique au montant payé par le Transporteur lorsque les quantités d'électricité reçues du client sont supérieures aux quantités programmées par celui-ci. Aux fins de la présente annexe 4, tout prix de marché négatif est présumé égal à 0,00 \$/MWh.

Supprimé: Le service de compensation d'écart de réception est fourni lorsqu'un écart survient entre le volume d'énergie programmé et celui effectivement reçu au point de réception pendant une heure par le Transporteur. Le Transporteur doit offrir ce service pour toutes les réceptions dont la source est située dans la zone de réglage du Transporteur. Le client d'un service de transport peut soit acheter ce service auprès du Transporteur ou soit conclure des ententes de rechange comparables pour la fourniture de ce service par des installations situées dans la zone de réglage du Transporteur. Le Transporteur établit une marge d'écart de +/- 1,5 pour cent (1,5%) de la transaction programmée, avec un minimum de 2 MW, applicable sur une base horaire à tout écart d'énergie qui survient à la suite d'une ou plusieurs transactions programmées du client d'un service de transport. Les parties doivent tenter d'éliminer les écarts d'énergie dans les limites de la marge d'écart dans les trente (30) jours. Si un écart d'énergie n'est pas corrigé dans les trente (30) jours, la compensation sera établie conformément aux prix énoncés ci-dessous. De plus, les quantités d'énergie qui excèdent la marge d'écart seront également assujetties à ces prix: 1

1

1

1

(1) Quantité d'énergie reçue par le Transporteur supérieure à la quantité programmée: 1

Le Transporteur paie au client du service ... [2]

Supprimé: et

ANNEXE 5

Service de compensation d'écart de livraison

Le service de compensation d'écart de livraison est fourni lorsqu'un écart survient entre le volume d'énergie programmé et celui effectivement livré à une charge située dans la zone de réglage du Transporteur pendant une heure. Le Transporteur doit offrir ce service lorsque le service de transport est utilisé pour alimenter une charge dans sa zone de réglage. Le client du service de transport doit acheter ce service auprès du Transporteur ou conclure des ententes de rechange comparables, qui peuvent comprendre l'utilisation de ressources autres que la production pouvant assurer ce service, afin de remplir son obligation de fournir un service de compensation d'écart de livraison. Le Transporteur peut imposer à un client du service de transport une pénalité pour des écarts de livraison en vertu de la présente annexe ou pour des écarts de réception en vertu de l'annexe 4 dans le cas des écarts se produisant au cours de la même heure, mais pas pour les deux types d'écarts sauf si ces écarts ont un effet combiné aggravant plutôt que compensatoire.

Les frais du service de compensation d'écart de livraison sont établis en fonction des tranches d'écart suivantes : (i) frais pour une tranche d'écart de +/-1,5 % (minimum de 2 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 1), applicables sur une base horaire à tout écart de livraison qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois

Supprimé : par le Transporteur pour alimenter

Supprimé : d'un

Supprimé : peu

Supprimé : t

Supprimé : soit

Supprimé : et

au moyen d'un paiement correspondant à 100 % du prix incrémentiel ou du prix décrémental, (ii) frais pour la tranche d'écart de plus de +/-1,5 à 7,5 % (ou de plus de 2 à 10 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 2), applicables sur une base horaire à tout écart de livraison qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 110 % du prix incrémentiel ou à 90 % du prix décrémental, et (iii) frais pour la tranche d'écart de plus de +/-7,5 % (ou de plus de 10 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 3), applicables sur une base horaire à tout écart de livraison qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 125 % du prix incrémentiel ou à 75 % du prix décrémental.

Pour les fins de la présente annexe, le prix incrémentiel et le prix décrémental sont établis comme suit, le tout converti en dollars canadiens au taux de change du jour à midi tel qu'établi par la Banque du Canada :

(1) Prix incrémentiel applicable à la tranche 1: ce prix est égal au prix horaire le plus élevé à chaque heure des trois (3) marchés suivants: (1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) moins 0,16 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à la zone M du marché de New

Supprimé : et

York ("Prix incrémentiel NY"); (2) Nouvelle Angleterre: prix du marché temps réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond), moins 6,00 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à Sandy Pond ("Prix incrémentiel NA"); et (3) Ontario: prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie en Ontario ("Prix incrémentiel ONT").

(2) Prix décrémental applicable à la tranche 1: ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure des trois (3) marchés suivants: (1) New York: prix du marché temps réel du NYISO (Zone M), plus 4,50 \$US/MWh ("Prix décrémental NY"); (2) Nouvelle Angleterre: prix du marché temps réel de l'ISO-NE (Sandy Pond), plus 8,00 \$US/MWh ("Prix décrémental NA"); et (3) Ontario: prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), plus 5,00 \$CA/MWh en période de pointe ou 4,00 \$CA/MWh en période hors pointe (tel que défini par le NERC) ("Prix décrémental ONT").

(3) Prix incrémentiel applicable aux tranches 2 et 3: ce prix est égal au prix horaire le plus élevé à chaque heure entre: (1) Prix incrémentiel NY; (2) Prix incrémentiel NA; (3) Prix incrémentiel ONT; et (4) 100,00 \$CA/MWh.

(4) Prix décrémental applicable à la tranche 2: ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure entre (1) le Prix décrémental NY; (2) le Prix décrémental NA; (3) le Prix

Supprimé: et

décrémentiel ONT; et (4) 25,00 \$/MWh.

(5) Prix décrécentiel applicable à la tranche 3: ce prix est de 0,00 \$/MWh.

Dans tous les cas, le prix incrémentiel s'applique au montant payé par le client lorsque les quantités d'électricité reçues par le Transporteur sont inférieures aux quantités livrées par celui-ci, majorées des pertes de transport au taux prévu à l'article 15.7 et le prix décrécentiel s'applique au montant payé par le Transporteur lorsque les quantités d'électricité reçues du client sont supérieures aux quantités livrées par le Transporteur, majorées des pertes de transport au taux prévu à l'article 15.7. Aux fins de la présente annexe 5, tout prix de marché négatif est présumé égal à 0,00 \$/MWh.

Supprimé: pour exécuter son obligation pour la fourniture de ce service par des installations situées dans la zone de réglage du Transporteur.

Supprimé: Le Transporteur établit une marge d'écart de +/- 1,5 pour cent (1,5%) de la transaction programmée, avec un minimum de 2 MW, applicable sur une base horaire à tout écart d'énergie qui survient à la suite d'une ou plusieurs transactions programmées d'un client du service de transport. Les parties devraient essayer d'éliminer les écarts d'énergie dans les limites de la marge d'écart dans les trente (30) jours. Si un écart d'énergie n'est pas corrigé dans les trente (30) jours, la compensation sera établie conformément aux prix énoncés ci-dessous. De plus, les quantités d'énergie qui excèdent la marge d'écart seront également assujetties à ces prix: 1

(1) Quantité d'énergie livrée par le Transporteur supérieure à la quantité programmée: 1
Le client du service de transport paie au Transporteur 11,25¢/kWh. 1
(2) Quantité d'énergie livrée inférieure à la quantité programmée: 1
Le Transporteur paie au client du service de transport 3,75¢/kWh. 1

Supprimé: et

**TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC –
ANNEXES 4 ET 5**

Régie de l'énergie
DOSSIER: 12-3669-2008 Phase 2
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 7/02/2011
Pièces n°: 3-18

ANNEXE 4

Service de compensation d'écart de réception

Le service de compensation d'écart de réception est fourni lorsqu'un écart survient entre la production d'un groupe turbine-alternateur synchronisé avec le réseau de transport du Transporteur et la production programmée à partir de ce groupe turbine-alternateur vers (1) une autre zone de réglage ou (2) une charge située dans la zone de réglage du Transporteur pendant une heure. Le Transporteur est tenu d'offrir le service de compensation d'écart de réception, dans la mesure où il peut le faire à partir de ses ressources ou des ressources mises à sa disposition, lorsque le service de transport est utilisé pour livrer de l'énergie à partir d'un groupe turbine-alternateur synchronisé avec son réseau de transport. Le client du service de transport doit acheter ce service auprès du Transporteur ou conclure des ententes de rechange comparables, qui peuvent comprendre l'utilisation de ressources autres que la production pouvant assurer ce service, afin de remplir son obligation de fournir un service de compensation d'écart de réception. Le Transporteur peut imposer à un client du service de transport une pénalité pour des écarts de réception en vertu de la présente annexe ou pour des écarts de livraison en vertu de l'annexe 5 dans le cas des écarts se produisant au cours de la même heure, mais pas pour les deux types d'écarts sauf si ces écarts ont un effet combiné aggravant plutôt que compensatoire.

Les frais du service de compensation d'écart de réception

Supprimé: et

Décisions D-2009-015, D-2009-023 et D-20xx-xxx

sont établis en fonction des tranches d'écart suivantes : (i) frais pour une tranche d'écart de +/-1,5 % (minimum de 2 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 1), applicables sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 100 % du prix incrémentiel ou du prix décrémental. (ii) frais pour la tranche d'écart de plus de +/-1,5 à 7,5 % (ou de plus de 2 à 10 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 2), applicables sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 110 % du prix incrémentiel ou à 90 % du prix décrémental, et (iii) frais pour la tranche d'écart de plus de +/-7,5 % (ou de plus de 10 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 3), applicables sur une base horaire à tout écart de réception qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés au moyen d'un paiement correspondant à 125 % du prix incrémentiel ou à 75 % du prix décrémental, sauf qu'une ressource intermittente sera exemptée des frais de la tranche 3 et paiera les frais applicables à la tranche 2 pour tous les écarts dépassant ceux de la tranche 1. Pour les fins de la présente annexe, une ressource intermittente est un groupe de production d'électricité qui ne peut faire l'objet d'une répartition, qui ne peut emmagasiner sa source de

Supprimé: et

carburant et qui, par conséquent, ne peut réagir aux variations de la charge du réseau ni aux contraintes liées à la sécurité du transport.

Malgré ce qui précède, les écarts par rapport aux transactions programmées qui surviennent à la suite de directives émises par le Transporteur ne doivent pas être facturés en fonction des tranches mentionnées précédemment; les montants résultants seront plutôt réglés à la fin du mois au moyen d'un paiement correspondant à 100 % du prix incrémentiel applicable à la tranche 1 ou du prix décrémental applicable à la tranche 1. Ces directives peuvent être liées notamment à la correction d'une baisse de fréquence, à la réponse à un événement associé au partage des réserves ou à une modification de la production pour alléger la congestion.

Pour les fins de la présente annexe, le prix incrémentiel et le prix décrémental sont établis comme suit, le tout converti en dollars canadiens au taux de change du jour à midi tel qu'établi par la Banque du Canada:

(1) Prix incrémentiel applicable à la tranche 1: ce prix est égal au prix horaire le plus élevé à chaque heure des trois (3) marchés suivants: (1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) moins 0,18 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à la zone M du marché de New York («Prix incrémentiel NY»); (2) Nouvelle Angleterre: prix du

Supprimé: et

marché temps réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond) moins 6,00 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à Sandy Pond («Prix incrémentiel NA»); et (3) Ontario: prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie en Ontario («Prix incrémentiel ONT»).

(2) Prix décrémental applicable à la tranche 1: ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure des trois (3) marchés suivants: (1) New York: prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) plus 4,50 \$US/MWh («Prix décrémental NY»); (2) Nouvelle Angleterre: prix du marché temps réel de l'ISO-NE (Sandy Pond), plus 11,00 \$US/MWh («Prix décrémental NA»); et (3) Ontario: prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), plus 5,00 \$CA/MWh en période de pointe ou 4,00 \$CA/MWh en période hors pointe (tel que défini par le NERC) («Prix décrémental ONT»).

(3) Prix incrémentiel applicable aux tranches 2 et 3: ce prix est égal au prix horaire le plus élevé à chaque heure entre: (1) Prix incrémentiel NY; (2) Prix incrémentiel NA; (3) Prix incrémentiel ONT; et (4) 100,00 \$CA/MWh.

(4) Prix décrémental applicable à la tranche 2: ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure entre: (1) le Prix décrémental NY; (2) le Prix décrémental NA; (3) le Prix décrémental ONT; et (4) 25,00 \$CA/MWh.

Supprimé: et

(5) Prix décrémental applicable à la tranche 3: ce prix est de 0,00 \$/MWh.

Dans tous les cas, le prix incrémentiel s'applique au montant payé par le client lorsque les quantités d'électricité reçues par le Transporteur sont inférieures aux quantités programmées par le client et le prix décrémental s'applique au montant payé par le Transporteur lorsque les quantités d'électricité reçues du client sont supérieures aux quantités programmées par celui-ci. Aux fins de la présente annexe 4, tout prix de marché négatif est présumé égal à 0,00 \$/MWh.

Supprimé: Le service de compensation d'écart de réception est fourni lorsqu'un écart survient entre le volume d'énergie programmé et celui effectivement reçu au point de réception pendant une heure par le Transporteur. Le Transporteur doit offrir ce service pour toutes les réceptions dont la source est située dans la zone de réglage du Transporteur. Le client d'un service de transport peut soit acheter ce service auprès du Transporteur ou soit conclure des ententes de rechange comparables pour la fourniture de ce service par des installations situées dans la zone de réglage du Transporteur. ¹ Le Transporteur établit une marge d'écart de +/- 1,5 pour cent (1,5%) de la transaction programmée, avec un minimum de 2 MW, applicable sur une base horaire à tout écart d'énergie qui survient à la suite d'une ou plusieurs transactions programmées du client d'un service de transport. Les parties doivent tenter d'éliminer les écarts d'énergie dans les limites de la marge d'écart dans les trente (30) jours. Si un écart d'énergie n'est pas corrigé dans les trente (30) jours, la compensation sera établie conformément aux prix énoncés ci-dessous. De plus, les quantités d'énergie qui excèdent la marge d'écart seront également assujetties à ces prix: ¹

¹

¹

¹

¹

(1) Quantité d'énergie reçue par le Transporteur supérieure à la quantité programmée: ¹

Le Transporteur paie au client du service ... [2]

Supprimé: et

ANNEXE 5

Service de compensation d'écart de livraison

Le service de compensation d'écart de livraison est fourni lorsqu'un écart survient entre le volume d'énergie programmé et celui effectivement livré à une charge située dans la zone de réglage du Transporteur pendant une heure. Le Transporteur doit offrir ce service lorsque le service de transport est utilisé pour alimenter une charge dans sa zone de réglage. Le client du service de transport doit acheter ce service auprès du Transporteur ou conclure des ententes de rechange comparables, qui peuvent comprendre l'utilisation de ressources autres que la production pouvant assurer ce service, afin de remplir son obligation de fournir un service de compensation d'écart de livraison. Le Transporteur peut imposer à un client du service de transport une pénalité pour des écarts de livraison en vertu de la présente annexe ou pour des écarts de réception en vertu de l'annexe 4 dans le cas des écarts se produisant au cours de la même heure, mais pas pour les deux types d'écarts sauf si ces écarts ont un effet combiné aggravant plutôt que compensatoire.

Supprimé: par le
Transporteur pour
alimenter

Supprimé: d'un

Supprimé: peu

Supprimé: t

Supprimé: soit

Les frais du service de compensation d'écart de livraison sont établis en fonction des tranches d'écart suivantes : (i) frais pour une tranche d'écart de +/-1,5 % (minimum de 2 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 1), applicables sur une base horaire à tout écart de livraison qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois

Supprimé: et

au moyen d'un paiement correspondant à 100 % du prix incrémentiel ou du prix décrémental, (ii) frais pour la tranche d'écart de plus de +/-1,5 à 7,5 % (ou de plus de 2 à 10 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 2), applicables sur une base horaire à tout écart de livraison qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 110 % du prix incrémentiel ou à 90 % du prix décrémental, et (iii) frais pour la tranche d'écart de plus de +/-7,5 % (ou de plus de 10 MW) par rapport à la transaction programmée (tranche 3), applicables sur une base horaire à tout écart de livraison qui survient à la suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du client du service de transport, devant être réglés à la fin de chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 125 % du prix incrémentiel ou à 75 % du prix décrémental.

Pour les fins de la présente annexe, le prix incrémentiel et le prix décrémental sont établis comme suit, le tout converti en dollars canadiens au taux de change du jour à midi tel qu'établi par la Banque du Canada :

(1) Prix incrémentiel applicable à la tranche 1: ce prix est égal au prix horaire le plus élevé à chaque heure des trois (3) marchés suivants: (1) New York : prix du marché temps réel du NYISO (Zone M) moins 0,18 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à la zone M du marché de New

Supprimé: et

York («Prix incrémentiel NY»); (2) Nouvelle Angleterre: prix du marché temps réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond), moins 6,00 \$US/MWh, moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie à Sandy Pond («Prix incrémentiel NA»); et (3) Ontario: prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), moins le tarif applicable pour le service de transport horaire de point à point du Transporteur, incluant les tarifs applicables pour les services complémentaires requis pour la livraison d'énergie en Ontario («Prix incrémentiel ONT»).

(2) Prix décrémental applicable à la tranche 1: ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure des trois (3) marchés suivants: (1) New York: prix du marché temps réel du NYISO (Zone M), plus 4,50 \$US/MWh («Prix décrémental NY»); (2) Nouvelle Angleterre: prix du marché temps réel de l'ISO-NE (Sandy Pond), plus 11,00 \$US/MWh («Prix décrémental NA»); et (3) Ontario: prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), plus 5,00 \$CA/MWh en période de pointe ou 4,00 \$CA/MWh en période hors pointe (tel que défini par le NERC) («Prix décrémental ONT»).

(3) Prix incrémentiel applicable aux tranches 2 et 3: ce prix est égal au prix horaire le plus élevé à chaque heure entre: (1) Prix incrémentiel NY; (2) Prix incrémentiel NA; (3) Prix incrémentiel ONT; et (4) 100,00 \$CA/MWh.

(4) Prix décrémental applicable à la tranche 2: ce prix est égal au prix horaire le plus bas à chaque heure entre (1) le Prix décrémental NY; (2) le Prix décrémental NA; (3) le Prix

Supprimé: et

décrémentiel ONT; et (4) 25,00 \$/MWh.

(5) Prix décrécentiel applicable à la tranche 3: ce prix est de 0,00 \$/MWh.

Dans tous les cas, le prix incrémentiel s'applique au montant payé par le client lorsque les quantités d'électricité reçues par le Transporteur sont inférieures aux quantités livrées par celui-ci, majorées des pertes de transport au taux prévu à l'article 15.7 et le prix décrécentiel s'applique au montant payé par le Transporteur lorsque les quantités d'électricité reçues du client sont supérieures aux quantités livrées par le Transporteur, majorées des pertes de transport au taux prévu à l'article 15.7. Aux fins de la présente annexe 5, tout prix de marché négatif est présumé égal à 0,00 \$/MWh.

Supprimé: pour exécuter son obligation pour la fourniture de ce service par des installations situées dans la zone de réglage du Transporteur.

Supprimé: Le Transporteur établit une marge d'écart de +/- 1,5 pour cent (1,5%) de la transaction programmée, avec un minimum de 2 MW, applicable sur une base horaire à tout écart d'énergie qui survient à la suite d'une ou plusieurs transactions programmées d'un client du service de transport. Les parties devraient essayer d'éliminer les écarts d'énergie dans les limites de la marge d'écart dans les trente (30) jours. Si un écart d'énergie n'est pas corrigé dans les trente (30) jours, la compensation sera établie conformément aux prix énoncés ci-dessous. De plus, les quantités d'énergie qui excèdent la marge d'écart seront également assujetties à ces prix: ¶
¶
(1) Quantité d'énergie livrée par le Transporteur supérieure à la quantité programmée: ¶
Le client du service de transport paie au Transporteur 11,25¢/kWh. ¶
(2) Quantité d'énergie livrée inférieure à la quantité programmée: ¶
Le Transporteur paie au client du service de transport 3,75¢/kWh. ¶

Supprimé: et

**TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC –
ARTICLE 3 ET ANNEXES 4 ET 5**

(VERSION ANGLAISE)

prior to the date established in article 44.2, unless terminated, will become subject to the five year/one year requirement on the first rollover date, provided that, the one-year notice requirement shall apply to such service agreements with five years or more left in their terms as of the date established in article 44.2.

3 Ancillary Services

The Transmission Provider is required to provide, and the Transmission Customer is required to purchase, the following Ancillary Services: (i) system control, and (ii) voltage control.

The Transmission Provider is required to offer the following Ancillary Services to the Transmission Customer serving a load in the Transmission Provider's Control Area: (i) frequency control, (ii) energy imbalance service - delivery, (iii) energy imbalance service - receipt, (iv) operating reserve - spinning reserve, and (v) operating reserve - non-spinning reserve. The Transmission Customer serving a load within the Transmission Provider's Control Area is required to acquire these Ancillary Services, whether from the Transmission Provider, from a third party, or based on its own generation.

The Transmission Provider is required to provide to the extent it is physically feasible to do so from its resources or from resources available to it, energy imbalance service - receipt when Transmission Service is used to deliver energy from a generator synchronized to its Transmission system. The Transmission Customer using Transmission Service to deliver energy from a generator synchronized to the Transmission

Supprimé: and

Provider's system is required to acquire energy imbalance service - receipt, whether from the Transmission Provider, from a third party, or by self-supply.

The Transmission Customer may not decline the Transmission Provider's offer of Ancillary Services unless it demonstrates that it has acquired or provided the Ancillary Services from a source located in the Transmission Provider's Control Area. The Transmission Customer shall state in its Application which Ancillary Services it will purchase from the Transmission Provider. A Transmission Customer that exceeds its firm reserved capacity at any Point of Receipt or Point of Delivery or an Eligible Customer that uses Transmission Service at a Point of Receipt or Point of Delivery that it has not reserved is required to pay for all of the Ancillary Services identified in this section that were provided by the Transmission Provider associated with the unreserved service. The Transmission Customer or Eligible Customer will pay for Ancillary Services based on the amount of transmission service it used but did not reserve.

In the event of unauthorized use of Ancillary Services by the Transmission Customer, the latter shall pay the Transmission Provider 150% of the applicable rates contained in Schedules 1 through 7.

The specific Ancillary Services, and rates, will be offered by the Transmission Provider under the conditions described in the attached Schedules, which are an integral part of the provisions herein. Sections 3.1 through 3.7 below list the seven Ancillary Services that apply to customers under Parts II and III

Supprimé: and

herein; Sections 3.1 and 3.8 specify those that apply to the Native-Load Transmission Service under Part IV herein.

- 3.1 **System Control Service:** The description and rates for this service are given in Schedule 1.
- 3.2 **Voltage Control Service:** The description and rates for this service are given in Schedule 2.
- 3.3 **Frequency Control Service:** The description and rates for this service are given in Schedule 3.
- 3.4 **Energy Imbalance Service - Receipt:** The description and rates for this service are given in Schedule 4.
- 3.5 **Energy Imbalance Service - Delivery:** The description and rates for this service are given in Schedule 5.
- 3.6 **Operating Reserve - Spinning Reserve Service:** The description and rates for this service are given in Schedule 6.
- 3.7 **Operating Reserve - Non-Spinning Reserve Service:** The description and rates for this service are given in Schedule 7.
- 3.8 **Ancillary Services Associated with Supplying the Native Load:** The description for this service is given in Schedule 8.

4 Open Access Same-time Information System (OASIS)

Terms and conditions regarding OASIS are set forth in 18 CFR § 37 of the Commission's regulations (*Open Access Same-Time Information System and Standards of Conduct for Public Utilities*). OASIS shall comply with Régie decisions, orders and regulations. In the event available transfer capability as posted

Supprimé: transmission

Supprimé: and

Decisions D-2009-015, D-2009-023 and D-2009-xxx

SCHEDULE 4

Energy Imbalance Service - Receipt

Generator Imbalance Service is provided when the output of a generating unit synchronized to the Transmission Provider's system does not match the output that unit is scheduled to supply to (1) another Control Area or (2) a load in the Transmission Provider's Control Area in a given hour. The Transmission Provider is required to offer Generator Imbalance Service insofar as it is able to do so using its resources or those made available to it if the Transmission Service is used to deliver energy from a generating unit synchronized to its Transmission System. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements, which may include using non-generation resources able to ensure this service, in order to fulfill its obligation to provide Generator Imbalance Service. The Transmission Provider may impose a penalty on the Transmission Customer for generator imbalances under this Schedule or for energy imbalances under Schedule 5 if either occurs during the same hour, but not for both, except if imbalances have a combined aggravating rather than offsetting effect.

Generator Imbalance Service is charged based on the following deviation bandwidths: (i) charge for $\pm 1.5\%$ deviation (minimum of 2 MW) from the scheduled transaction (Band 1),

Supprimé: and

Decisions D-2009-015, D-2009-023 and D-2009-xxx

applicable on an hourly basis to any generator imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions, payable at the end of each month and equalling 100% of the incremental/decremental price, (ii) charge for the portion deviating from the scheduled transaction by over $\pm 1.5\%$ to $\pm 7.5\%$ (or over 2 to 10 MW) (Band 2), applicable on an hourly basis to any generator imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions, payable at the end of each month and equalling 110% of the incremental price or 90% of the decremental price, and (iii) charge for the portion deviating from the scheduled transaction by more than $\pm 7.5\%$ (or over 10 MW) (Band 3), applicable on an hourly basis to any generator imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions and equalling 125% of the incremental price or 75% of the decremental price, except that intermittent resources shall be exempt from Band 3 charges and shall pay Band 2 charges on all deviations exceeding Band 1. For the purposes of this Schedule, an "intermittent resource" is an electricity generating unit with non-dispatchable output, driven by a non-storable source of energy and which thus cannot respond either to variations in system load or to security-related transmission constraints.

Notwithstanding the foregoing, deviations from scheduled transactions arising from instructions issued by the Transmission Provider shall not be subject to the charges above; the resulting amounts instead being settled at the end of the month by a

Mis en forme : Espace Après : 0
pt

Supprimé : and

Decisions D-2009-015, D-2009-023 and D-2009-xxx

payment equal to 100% of the incremental/decremental Band 1 price. Such instructions may be related to correcting a drop in frequency, responding to a reserve sharing event or shifting generation to relieve congestion.

For the purposes of this Schedule, incremental/decremental prices are established as follows, converted into Canadian dollars at the Bank of Canada noon exchange rate :

(1) Band 1 incremental price: This price equals the highest hourly price for each hour on the following three (3) markets:

(1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) less US\$0.16/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at the NYISO's Zone M ("NY Incremental Price"); (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) less US\$6.00/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at Sandy Pond ("NE Incremental Price"); and (3) Ontario: the IESO hourly market price (HOEP) less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy in Ontario ("ONT Incremental Price").

(2) Band 1 decremental price: This price equals the lowest hourly price for each hour among the following three (3) markets:

(1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) plus US\$4.50/MWh

Supprimé: and

("NY Decremental Price"); (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) plus US\$8.00/MWh ("NE Decremental Price"); and (3) the IESO hourly market price (HOEP) plus CA\$5.00/MWh during on-peak hours and CA\$4.00/MWh during off-peak hours (as defined by NERC) ("ONT Decremental Price").

(3) Incremental Band 2 and Band 3 price: This price equals the highest hourly price for each hour among (1) the NY Incremental price, (2) the NE Incremental Price, (3) the ONT Incremental Price and (4) CA\$100.00/MWh.

(4) Band 2 decremental price: This price equals the lowest hourly price for each hour among (1) the NY Decremental Price, (2) NE Decremental Price, (3) ONT Decremental Price and (4) CA\$25.00/MWh.

(5) Band 3 decremental price: This price is \$0.00/MWh.

In all instances, the incremental price applies to the sum paid by the customer when the amount of electricity the Transmission Provider receives falls short of the scheduled amount and the decremental price applies to the sum paid by the Transmission Provider when the amount of electricity received from the customer exceeds the scheduled amount. For the purpose of Schedule 4, all negative market price is deemed to be \$0.00/MWh.

Supprimé: Energy Imbalance Service - Receipt is provided when a difference occurs over a single hour between the scheduled amount of energy and actual amount received at the Point of Receipt by the Transmission Provider. The Transmission Provider must offer this service for all energy received from sources located in the Transmission Provider's Control Area. The Transmission Customer shall either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements for obtaining this service from facilities located within the Transmission Provider's Control Area. ¶ The Transmission Provider shall establish a deviation band of ±1.5 percent (±1.5%) of the scheduled transaction, with a minimum of 2 MW, to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of one or more transactions scheduled by the Transmission Customer. Parties shall attempt to eliminate energy imbalances within the limits of the deviation band within thirty (30) days. If an energy imbalance is not corrected within thirty (30) days, compensation will be set in accordance with the prices given below. Furthermore, the amount of energy that exceeds the deviation band shall also be subject to the rates below. ¶ (1) Amount of energy received by the Transmission Provider exceeds the scheduled amount: ¶ The Transmission Provider pays the Transmission Customer 3.75¢/kWh. ¶ (2) Amount of energy ... [2]

Supprimé: and

SCHEDULE 5

Energy Imbalance Service - Delivery:

Energy Imbalance Service - Delivery is provided when a difference occurs between the scheduled delivery and the actual delivery of energy to a load located within the Transmission Provider's Control Area over a single hour. The Transmission Provider shall offer this service if the Transmission Service is used to serve load within its Control Area. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements, which may include using non-generation resources able to ensure this service, in order to fulfill its obligation to provide Energy Imbalance Service. The Transmission Provider may impose a penalty on the Transmission Customer for energy imbalances under this Schedule or for generator imbalances under Schedule 4 if either occurs during the same hour, but not for both, except if the imbalances have a combined aggravating rather than offsetting effect.

Supprimé: over a single hour

Supprimé: amount of energy

Supprimé: amount

Supprimé: ed

Supprimé: by the Transmission Provider

Supprimé: supply

Supprimé: its

Supprimé: when

Supprimé: shall

Energy Imbalance Service is charged based on the following deviation bandwidths: (i) charge for a $\pm 1.5\%$ deviation (minimum 2 MW) from the scheduled transaction (Band 1), applicable on an hourly basis to any energy imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions, payable at the end of each month and equalling 100% of the

Supprimé: and

Decisions D-2009-015, D-2009-023 and D-2009-xxx

incremental/decremental price, (ii) charge for the portion deviating from the scheduled transaction by over $\pm 1.5\%$ to $\pm 7.5\%$ (or over 2 to 10 MW) (Band 2), applicable on an hourly basis to any energy imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions, payable at the end of each month and equalling 110% of the incremental price or 90% of the decremental price, and (iii) charge for the portion deviating from the scheduled transaction by more than $\pm 7.5\%$ (or over 10 MW) (Band 3), applicable on an hourly basis to any energy imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions and equalling 125% of the incremental price or 75% of the decremental price.

For the purposes of this Schedule, incremental/decremental prices are established as follows, converted into Canadian dollars at the Bank of Canada noon exchange rate :

(1) Band 1 incremental price: This price equals the highest hourly price for each hour on the following three (3) markets:
(1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) less US\$0.16/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at the NYISO's Zone M ("NY Incremental Price"); (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) less US\$6.00/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including

Supprimé: and

applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at Sandy Pond ("NE Incremental Price"); and (3) Ontario: the IESO hourly market price (HOEP) less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy in Ontario ("ONT Incremental Price").

(2) Band 1 decremental price: This price equals the lowest hourly price for each hour among the following three (3) markets:

(1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) plus US\$4.50/MWh ("NY Decremental Price"); (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) plus US\$8.00/MWh ("NE Decremental Price"); and (3) the IESO hourly market price (HOEP) plus CA\$5.00/MWh during on-peak hours and CA\$4.00/MWh during off-peak hours (as defined by NERC) ("ONT Decremental Price").

(3) Incremental Band 2 and Band 3 price: This price equals the highest hourly price for each hour among (1) the NY Incremental price, (2) the NE Incremental Price, (3) the ONT Incremental Price and (4) CA\$100.00/MWh.

(4) Band 2 decremental price: This price equals the lowest hourly price for each hour among (1) the NY Decremental Price, (2) NE Decremental Price, (3) ONT Decremental Price and (4) CA\$25.00/MWh.

(5) Band 3 decremental price: This price is \$0.00/MWh.

For the purpose of Schedule 5, all negative market price is deemed to be \$0.00/MWh.

Supprimé: to fulfill its obligation by obtaining this service from facilities located within the Transmission Provider's Control Area. ¶

The Transmission Provider shall establish a deviation band of ± 1.5 percent ($\pm 1.5\%$) of the scheduled transaction, with a minimum of 2 MW, to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of one or more transactions scheduled by the Transmission Customer. Parties shall attempt to eliminate energy imbalances within the limits of the deviation band within thirty (30) days. If an energy imbalance is not corrected within thirty (30) days, compensation will be set in accordance with the prices given below. Furthermore, the amount of energy that exceeds the deviation band shall also be subject to the rates below. ¶

¶ (1) Amount of energy delivered by the Transmission Provider exceeds the scheduled amount: ¶

The Transmission Customer pays the Transmission Provider 11.25¢/kWh. ¶

¶ (2) Amount of energy delivered falls short of the scheduled amount: ¶

The Transmission Provider pays the Transmission Customer 3.75¢/kWh

Supprimé: and

**TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC –
ANNEXES 4 ET 5**

Régie de l'énergie
DOSSIER: 12-3669-2008 (VERSION ANGLAISE)
DEPOSÉE EN AUDIENCE Phase 2
Date: 7/02/2011
Pièces n°: B-179

SCHEDULE 4

Energy Imbalance Service - Receipt

Generator Imbalance Service is provided when the output of a generating unit synchronized to the Transmission Provider's system does not match the output that unit is scheduled to supply to (1) another Control Area or (2) a load in the Transmission Provider's Control Area in a given hour. The Transmission Provider is required to offer Generator Imbalance Service insofar as it is able to do so using its resources or those made available to it if the Transmission Service is used to deliver energy from a generating unit synchronized to its Transmission System. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements, which may include using non-generation resources able to ensure this service, in order to fulfill its obligation to provide Generator Imbalance Service. The Transmission Provider may impose a penalty on the Transmission Customer for generator imbalances under this Schedule or for energy imbalances under Schedule 5 if either occurs during the same hour, but not for both, except if imbalances have a combined aggravating rather than offsetting effect.

Generator Imbalance Service is charged based on the following deviation bandwidths: (i) charge for $\pm 1.5\%$ deviation (minimum of 2 MW) from the scheduled transaction (Band 1),

Supprimé: and

Decisions D-2009-015, D-2009-023 and D-20xx-xxx

applicable on an hourly basis to any generator imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions, payable at the end of each month and equalling 100% of the incremental/decremental price, (ii) charge for the portion deviating from the scheduled transaction by over $\pm 1.5\%$ to $\pm 7.5\%$ (or over 2 to 10 MW) (Band 2), applicable on an hourly basis to any generator imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions, payable at the end of each month and equalling 110% of the incremental price or 90% of the decremental price, and (iii) charge for the portion deviating from the scheduled transaction by more than $\pm 7.5\%$ (or over 10 MW) (Band 3), applicable on an hourly basis to any generator imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions and equalling 125% of the incremental price or 75% of the decremental price, except that intermittent resources shall be exempt from Band 3 charges and shall pay Band 2 charges on all deviations exceeding Band 1. For the purposes of this Schedule, an "intermittent resource" is an electricity generating unit with non-dispatchable output, driven by a non-storable source of energy and which thus cannot respond either to variations in system load or to security-related transmission constraints.

Notwithstanding the foregoing, deviations from scheduled transactions arising from instructions issued by the Transmission Provider shall not be subject to the charges above; the resulting amounts instead being settled at the end of the month by a

Mis en forme : Espace Après : 0
pt

Supprimé: and

Decisions D-2009-015, D-2009-023 and D-20xx-xxx

payment equal to 100% of the incremental/decremental Band 1 price. Such instructions may be related to correcting a drop in frequency, responding to a reserve sharing event or shifting generation to relieve congestion.

For the purposes of this Schedule, incremental/decremental prices are established as follows, converted into Canadian dollars at the Bank of Canada noon exchange rate :

(1) Band 1 incremental price: This price equals the highest hourly price for each hour on the following three (3) markets:

(1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) less US\$0.18/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at the NYISO's Zone M ("NY Incremental Price"); (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) less US\$6.00/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at Sandy Pond ("NE Incremental Price"); and (3) Ontario: the IESO hourly market price (HOEP) less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy in Ontario ("ONT Incremental Price").

(2) Band 1 decremental price: This price equals the lowest hourly price for each hour among the following three (3) markets:

(1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) plus US\$4.50/MWh

Supprimé: and

("NY Decremental Price"); (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) plus US\$11.00/MWh ("NE Decremental Price"); and (3) the IESO hourly market price (HOEP) plus CA\$5.00/MWh during on-peak hours and CA\$4.00/MWh during off-peak hours (as defined by NERC) ("ONT Decremental Price").

(3) Incremental Band 2 and Band 3 price: This price equals the highest hourly price for each hour among (1) the NY Incremental price, (2) the NE Incremental Price, (3) the ONT Incremental Price and (4) CA\$100.00/MWh.

(4) Band 2 decremental price: This price equals the lowest hourly price for each hour among (1) the NY Decremental Price, (2) NE Decremental Price, (3) ONT Decremental Price and (4) CA\$25.00/MWh.

(5) Band 3 decremental price: This price is \$0.00/MWh.

In all instances, the incremental price applies to the sum paid by the customer when the amount of electricity the Transmission Provider receives falls short of the scheduled amount and the decremental price applies to the sum paid by the Transmission Provider when the amount of electricity received from the customer exceeds the scheduled amount. For the purpose of Schedule 4, all negative market price is deemed to be \$0.00/MWh.

Supprimé: Energy Imbalance Service - Receipt is provided when a difference occurs over a single hour between the scheduled amount of energy and actual amount received at the Point of Receipt by the Transmission Provider. The Transmission Provider must offer this service for all energy received from sources located in the Transmission Provider's Control Area. The Transmission Customer shall either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements for obtaining this service from facilities located within the Transmission Provider's Control Area. f The Transmission Provider shall establish a deviation band of ± 1.5 percent ($\pm 1.5\%$) of the scheduled transaction, with a minimum of 2 MW, to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of one or more transactions scheduled by the Transmission Customer. Parties shall attempt to eliminate energy imbalances within the limits of the deviation band within thirty (30) days. If an energy imbalance is not corrected within thirty (30) days, compensation will be set in accordance with the prices given below. Furthermore, the amount of energy that exceeds the deviation band shall also be subject to the rates below. f
f
(1) Amount of energy received by the Transmission Provider exceeds the scheduled amount: f
f The Transmission Provider pays the Transmission Customer 3.75¢/kWh. f
f
(2) Amount of energy ... [2]

Supprimé: and

SCHEDULE 5

Energy Imbalance Service - Delivery:

Energy Imbalance Service - Delivery is provided when a difference occurs between the scheduled delivery and the actual delivery of energy to a load located within the Transmission Provider's Control Area over a single hour. The Transmission Provider shall offer this service if the Transmission Service is used to serve load within its Control Area. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements, which may include using non-generation resources able to ensure this service, in order to fulfill its obligation to provide Energy Imbalance Service. The Transmission Provider may impose a penalty on the Transmission Customer for energy imbalances under this Schedule or for generator imbalances under Schedule 4 if either occurs during the same hour, but not for both, except if the imbalances have a combined aggravating rather than offsetting effect.

Supprimé: over a single hour

Supprimé: amount of energy

Supprimé: amount

Supprimé: ed

Supprimé: by the Transmission Provider

Supprimé: supply

Supprimé: its

Supprimé: when

Supprimé: shall

Energy Imbalance Service is charged based on the following deviation bandwidths: (i) charge for a $\pm 1.5\%$ deviation (minimum 2 MW) from the scheduled transaction (Band 1), applicable on an hourly basis to any energy imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions, payable at the end of each month and equalling 100% of the

Supprimé: and

Decisions D-2009-015, D-2009-023 and D-20xx-xxx

incremental/decremental price, (ii) charge for the portion deviating from the scheduled transaction by over $\pm 1.5\%$ to $\pm 7.5\%$ (or over 2 to 10 MW) (Band 2), applicable on an hourly basis to any energy imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions, payable at the end of each month and equalling 110% of the incremental price or 90% of the decremental price, and (iii) charge for the portion deviating from the scheduled transaction by more than $\pm 7.5\%$ (or over 10 MW) (Band 3), applicable on an hourly basis to any energy imbalance arising from one or more of the Transmission Customer's scheduled transactions and equalling 125% of the incremental price or 75% of the decremental price.

For the purposes of this Schedule, incremental/decremental prices are established as follows, converted into Canadian dollars at the Bank of Canada noon exchange rate :

(1) Band 1 incremental price: This price equals the highest hourly price for each hour on the following three (3) markets:
(1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) less US\$0.18/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at the NYISO's Zone M ("NY Incremental Price"); (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) less US\$6.00/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including

Supprimé: and

applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at Sandy Pond ("NE Incremental Price"); and (3) Ontario: the IESO hourly market price (HOEP) less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy in Ontario ("ONT Incremental Price").

(2) Band 1 decremental price: This price equals the lowest hourly price for each hour among the following three (3) markets:

(1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) plus US\$4.50/MWh ("NY Decremental Price"); (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) plus US\$11.00/MWh ("NE Decremental Price"); and (3) the IESO hourly market price (HOEP) plus CA\$5.00/MWh during on-peak hours and CA\$4.00/MWh during off-peak hours (as defined by NERC) ("ONT Decremental Price").

(3) Incremental Band 2 and Band 3 price: This price equals the highest hourly price for each hour among (1) the NY Incremental price, (2) the NE Incremental Price, (3) the ONT Incremental Price and (4) CA\$100.00/MWh.

(4) Band 2 decremental price: This price equals the lowest hourly price for each hour among (1) the NY Decremental Price, (2) NE Decremental Price, (3) ONT Decremental Price and (4) CA\$25.00/MWh.

(5) Band 3 decremental price: This price is \$0.00/MWh.

For the purpose of Schedule 5, all negative market price is deemed to be \$0.00/MWh.

Supprimé: to fulfill its obligation by obtaining this service from facilities located within the Transmission Provider's Control Area. ¶

The Transmission Provider shall establish a deviation band of $\pm 1.5\%$ ($\pm 1.5\%$) of the scheduled transaction, with a minimum of 2 MW, to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of one or more transactions scheduled by the Transmission Customer. Parties shall attempt to eliminate energy imbalances within the limits of the deviation band within thirty (30) days. If an energy imbalance is not corrected within thirty (30) days, compensation will be set in accordance with the prices given below. Furthermore, the amount of energy that exceeds the deviation band shall also be subject to the rates below. ¶

(1) Amount of energy delivered by the Transmission Provider exceeds the scheduled amount: ¶

The Transmission Customer pays the Transmission Provider 11.25¢/kWh. ¶

(2) Amount of energy delivered falls short of the scheduled amount: ¶

The Transmission Provider pays the Transmission Customer 3.75¢/kWh

Supprimé: and

**OFFRE DU FOURNISSEUR
RELATIVE AUX SERVICES DE COMPENSATION
D'ÉCARTS DE RÉCEPTION ET DE LIVRAISON**

Montréal, le 29 mai 2009

Direction Commercialisation et affaires réglementaires
Hydro-Québec – TransÉnergie
2 Complexe Desjardins
Tour Est et Galerie Commerciale
Complexe Desjardins
Montréal (Québec)
H5B 1H7

Christian G. Brosseau
Vice-président – Marchés de gros
Hydro-Québec
18^{ème} étage
75, boulevard René-Lévesque ouest
Montréal (Québec)
H2Z 1A4
Tél. : (514) 289-5243
Téléc. : (514) 289-5484
Courriel élec. : brosseau.christian@hydro.qc.ca

À l'attention de : **Madame Marie-Claude Lalande**
Chef Commercialisation et gouvernance

**Objet : Offre d'Hydro-Québec Production relative à la fourniture des services
de compensation d'écart de réception et de livraison**

Madame Lalande,

Vous trouverez ci-dessous l'offre d'Hydro-Québec Production (le « Producteur ») concernant la fourniture par ce dernier des services de compensation d'écart de réception et de livraison requis en vertu des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les « Tarifs et conditions »).

Le Producteur retient les prix de la présente offre jusqu'au 31 décembre 2010. Par la suite, le Producteur se réserve le droit de réviser lesdits prix, à son entière discrétion, sur une base annuelle.

Le Producteur accepte que la présente offre soit déposée ou divulguée à la Régie de l'énergie.

A. Énergie reçue par Hydro-Québec TransÉnergie (le « Transporteur ») inférieure à la quantité programmée (écart de réception) ou énergie livrée par le Transporteur au client du service de transport supérieure à la quantité programmée (écart de livraison)

Tranche inférieure ou égale à 1,5 % de la quantité programmée ou 2 MW selon la plus élevée de ces valeurs

Le Producteur fournit l'énergie à un prix par MWh correspondant au prix horaire le plus élevé entre :

- le prix *real time* de la zone M du NYISO pour l'heure visée moins la somme (i) de 0,16\$US, (ii) du tarif applicable pour le service de

transport non ferme de point à point du Transporteur et (iii) des tarifs applicables pour les services complémentaires qui seraient requis en vertu des Tarifs et conditions afin de permettre à un client du service de transport (autre que le Producteur) de livrer l'énergie à la zone M (le « Prix de vente NY »);

- le prix *real time* de la Phase II de l'ISO-NE pour l'heure visée moins la somme (i) de 6,00\$US, (ii) du tarif applicable pour le service de transport non ferme de point à point du Transporteur et (iii) des tarifs applicables pour les services complémentaires qui seraient requis en vertu des Tarifs et conditions afin de permettre à un client du service de transport (autre que le Producteur) de livrer l'énergie à Sandy Pond (le « Prix de vente NE »); et
- le prix de l'Ontario (indice HOEP) pour l'heure visée moins la somme (i) du tarif applicable pour le service de transport non ferme de point à point du Transporteur et (ii) des tarifs applicables pour les services complémentaires qui seraient requis en vertu des Tarifs et conditions afin de permettre à un client du service de transport (autre que le Producteur) de livrer l'énergie en Ontario (le « Prix de vente Ontario »).

Tranche supérieure à 1,5 % de la quantité programmée ou 2 MW selon la plus élevée de ces valeurs

Le Producteur fournit l'énergie à un prix par MWh correspondant au maximum horaire entre :

- le prix le plus élevé entre:
 - le Prix de vente NY;
 - le Prix de vente NE; et
 - le Prix de vente Ontario;

et

- 100\$CA.

- B. Énergie reçue par le Transporteur supérieure à la quantité programmée (écart de réception) ou énergie livrée par le Transporteur au client du service de transport inférieure à la quantité programmée (écart de livraison)

Tranche inférieure ou égale à 1,5 % de la quantité programmée ou 2 MW selon la plus élevée de ces valeurs

Le Producteur achète l'énergie à un prix par MWh correspondant au prix horaire le plus bas entre :

- le prix *real time* de la zone M du NYISO pour l'heure visée plus 4,50\$US (le « Prix d'achat NY »);

- le prix *real time* de la Phase II de l'ISO-NE pour l'heure visée plus 8,00\$US (le « Prix d'achat NE »); et
- le prix de l'Ontario (indice HOEP) pour l'heure visée plus (i) lorsqu'en période de pointe (tel que défini par le North American Reliability Corporation) 5,00\$CA ou (ii) lorsqu'en période hors pointe (tel que défini par le North American Reliability Corporation) 4,00\$CA (le « Prix d'achat Ontario »).

Tranche supérieure à 1,5 % ou 2 MW selon la plus élevée de ces valeurs et inférieure ou égale à 7,5% de la quantité programmée ou 10 MW selon la plus élevée de ces valeurs

Le Producteur achète l'énergie à un prix par MWh correspondant au minimum horaire entre :

- le prix le plus bas entre :
 - le Prix d'achat NY;
 - le Prix d'achat NE; et
 - le Prix d'achat Ontario;

et

- 25\$CA.

Tranche > 7,5 % de la quantité programmée ou 10 MW selon la plus élevée de ces valeurs

Le Producteur achète l'énergie à un prix de 0\$/MWh.

C. Divers

Pour les fins de détermination des prix applicables :

- Les prix seront convertis, lorsque nécessaire, en dollars canadiens en utilisant le taux de change affiché par la Banque du Canada (taux à midi) pour la date où l'écart est survenu lorsque cette date correspond à un jour ouvrable ou dans le cas contraire, le taux de change du jour ouvrable précédent ; et
- Tout prix de marché négatif, le cas échéant, sera réputé égal à zéro (0).

Nous comprenons que le Transporteur compte prévoir dans ses *Tarifs et conditions* certaines pénalités selon l'ampleur de l'écart afin de dissuader les clients des services de transport d'utiliser les services de compensation d'écart de réception et de livraison et que le Transporteur conserve le montant applicable à ces pénalités.

Nonobstant les prix ultimement adoptés dans les *Tarifs et conditions*, les prix prévus dans la présente offre seront, tel qu'applicable, facturés ou payés par le Producteur pour toute fourniture de services de compensation d'écart de réception et de livraison en vertu des *Tarifs et conditions*.

Sincères salutations.


Sylvie Ouellet
pour Christian G. Brosseau

c.c. Mme Isabelle Courville
M. Richard Cacchione
M. Christian Brosseau
M. Sandro Cellucci
M. Michel Prévost

**OFFRE DU FOURNISSEUR
RELATIVE AUX SERVICES DE COMPENSATION
D'ÉCARTS DE RÉCEPTION ET DE LIVRAISON
JUSQU'AU 31 DÉCEMBRE 2011**

Montréal, le 13 octobre 2010

Direction Commercialisation et affaires réglementaires
Hydro-Québec TransÉnergie
19^e étage, C.P. 10 000
Succursale Desjardins
Montréal (Québec) H5B 1H7

Christian G. Brosseau
Vice-président – Marchés de gros
18^{ème} étage
75, boulevard René-Lévesque ouest
Montréal (Québec)
H2Z 1A4
Tél. : (514) 289-5243
Télec. : (514) 289-5484
Courrier élec.: brosseau.christian@hydro.qc.ca

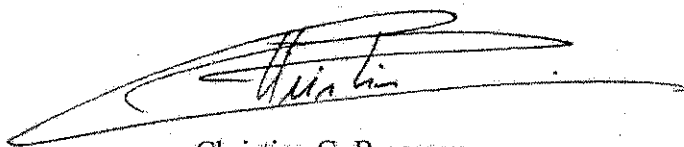
À l'attention de : **Madame Marie-Claude Lalande**
Chef Commercialisation et gouvernance

**Objet : Confirmation de l'offre d'Hydro-Québec Production relative à la
fourniture des services de compensation d'écart de réception et de
livraison**

Madame, Monsieur,

Pour faire suite aux divers entretiens tenus entre le 31 août dernier et ce jour, nous vous confirmons, par la présente, la teneur de l'offre d'Hydro-Québec Production (« **HQP** ») datée du 31 août 2010 concernant la fourniture par HQP des services de compensation d'écart de réception et de livraison, et vous soumettons qu'elle est finale.

Nous demeurons à votre disposition pour toute information supplémentaire.



Christian G. Brosseau

c.c. Richard Cacchione
Isabelle Courville

Montréal, le 31 août 2010

Direction Commercialisation et affaires réglementaires
Hydro-Québec TransÉnergie
19^e étage, C.P. 10 000
Succursale Desjardins
Montréal (Québec)
H5B 1H7

Christian G. Brosseau
Vice-président – Marchés de gros
18^{ème} étage
75, boulevard René-Lévesque ouest
Montréal (Québec)
H2Z 1A4
Tél. : (514) 289-5243
Télec. : (514) 289-5484
Courriel élec.: brosseau.christian@hydro.qc.ca

À l'attention de : **Madame Marie-Claude Lalande**
Chef Commercialisation et gouvernance

**Objet : Offre d'Hydro-Québec Production relative à la fourniture des services
de compensation d'écart de réception et de livraison**

Monsieur, Madame,

Vous trouverez ci-dessous l'offre d'Hydro-Québec Production (le « **Producteur** ») concernant la fourniture par ce dernier des services de compensation d'écart de réception et de livraison requis en vertu des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les « **Tarifs et conditions** »).

Le Producteur retient les prix de la présente offre jusqu'au 31 décembre 2011. Par la suite, le Producteur se réserve le droit de réviser lesdits prix, à son entière discrétion, sur une base annuelle.

Le Producteur accepte que la présente offre soit déposée ou divulguée à la Régie de l'énergie.

A. Énergie reçue par Hydro-Québec TransÉnergie (le « **Transporteur** ») inférieure à la quantité programmée (écart de réception) ou énergie livrée par le Transporteur au client du service de transport supérieure à la quantité programmée (écart de livraison).

Tranche inférieure ou égale à 1,5 % de la quantité programmée ou 2 MW selon la plus élevée de ces valeurs

Le Producteur fournit l'énergie à un prix par MWh correspondant au prix horaire le plus élevé entre :

- le prix *real time* de la zone M du NYISO pour l'heure visée moins la somme (i) de 0,18\$US, (ii) du tarif applicable pour le service de transport non ferme de point à point du Transporteur et (iii) des

tarifs applicables pour les services complémentaires qui seraient requis en vertu des Tarifs et conditions afin de permettre à un client du service de transport (autre que le Producteur) de livrer l'énergie à la zone M (le « **Prix de vente NY** »);

- le prix *real time* de la Phase II de l'ISO-NE pour l'heure visée moins la somme (i) de 6,00\$US, (ii) du tarif applicable pour le service de transport non ferme de point à point du Transporteur et (iii) des tarifs applicables pour les services complémentaires qui seraient requis en vertu des Tarifs et conditions afin de permettre à un client du service de transport (autre que le Producteur) de livrer l'énergie à Sandy Pond (le « **Prix de vente NE** »); et
- le prix de l'Ontario (indice HOEP) pour l'heure visée moins la somme (i) du tarif applicable pour le service de transport non ferme de point à point du Transporteur et (ii) des tarifs applicables pour les services complémentaires qui seraient requis en vertu des Tarifs et conditions afin de permettre à un client du service de transport (autre que le Producteur) de livrer l'énergie en Ontario (le « **Prix de vente Ontario** »).

Tranche supérieure à 1,5 % de la quantité programmée ou 2 MW selon la plus élevée de ces valeurs

Le Producteur fournit l'énergie à un prix par MWh correspondant au maximum horaire entre :

- le prix le plus élevé entre:
 - le Prix de vente NY;
 - le Prix de vente NE; et
 - le Prix de vente Ontario;

et

- 100\$CA.

B. Énergie reçue par le Transporteur supérieure à la quantité programmée (écart de réception) ou énergie livrée par le Transporteur au client du service de transport inférieure à la quantité programmée (écart de livraison)

Tranche inférieure ou égale à 1,5 % de la quantité programmée ou 2 MW selon la plus élevée de ces valeurs

Le Producteur achète l'énergie à un prix par MWh correspondant au prix horaire le plus bas entre :

- le prix *real time* de la zone M du NYISO pour l'heure visée plus 4,50\$US (le « **Prix d'achat NY** »);
- le prix *real time* de la Phase II de l'ISO-NE pour l'heure visée plus 11,00\$US (le « **Prix d'achat NE** »); et

- le prix de l'Ontario (indice HOEP) pour l'heure visée plus (i) lorsqu'en période de pointe (tel que défini par le North American Reliability Corporation) 5,00\$CA ou (ii) lorsqu'en période hors pointe (tel que défini par le North American Reliability Corporation) 4,00\$CA (le « Prix d'achat Ontario »).

Tranche supérieure à 1,5 % ou 2 MW selon la plus élevée de ces valeurs et inférieure ou égale à 7,5% de la quantité programmée ou 10 MW selon la plus élevée de ces valeurs

Le Producteur achète l'énergie à un prix par MWh correspondant au minimum horaire entre :

- le prix le plus bas entre :
 - le Prix d'achat NY;
 - le Prix d'achat NE; et
 - le Prix d'achat Ontario;

et

- 25\$CA.

Tranche > 7,5 % de la quantité programmée ou 10 MW selon la plus élevée de ces valeurs

Le Producteur achète l'énergie à un prix de 0\$/MWh.

C. Divers

Pour les fins de détermination des prix applicables :

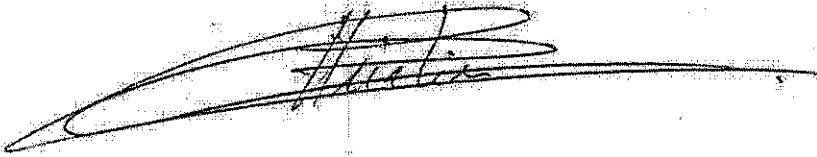
- Les prix seront convertis, lorsque nécessaire, en dollars canadiens en utilisant le taux de change affiché par la Banque du Canada (taux à midi) pour la date où l'écart est survenu lorsque cette date correspond à un jour ouvrable ou dans le cas contraire, le taux de change du jour ouvrable précédent ; et
- Tout prix de marché négatif, le cas échéant, sera réputé égal à zéro (0).

Nous comprenons que le Transporteur compte prévoir dans ses *Tarifs et conditions* certaines pénalités selon l'ampleur de l'écart afin de dissuader les clients des services de transport d'utiliser les services de compensation d'écart de réception et de livraison et que le Transporteur conserve le montant applicable à ces pénalités.

Nonobstant les prix ultimement adoptés dans les *Tarifs et conditions*, les prix prévus dans la présente offre seront, tel qu'applicable, facturés ou payés par le

Producteur pour toute fourniture de services de compensation d'écart de réception et de livraison en vertu des *Tarifs et conditions*.

Sincères salutations.

A large, stylized handwritten signature in black ink, appearing to read 'Christian G. Brosseau'.

Christian G. Brosseau

c.c. Richard Cacchione
Isabelle Courville

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 2
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE
(« RÉGIE »)**

1 DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
2 RELATIVE À LA DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DES
3 SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC À COMPTER DU 1^{ER} JANVIER 2009
4

- 5
6 1. Références : (i) Pièce B-85, HQT-9, document 1, page 6 ;
7 (ii) Pièce B-58, HQT-13, document 1.1, pages 81-82 ;
8 (iii) Pièce C-12-3- OPG ;
9 (iv) Décision D-2009-015, page 112.

10 Préambule :

11 (i) « L'écart de réception correspond à la différence entre le volume d'électricité
12 programmé par un producteur dont la source est synchronisée au réseau du
13 Transporteur et celui effectivement reçu par le Transporteur pour une heure donnée
14 au point de réception »

15 (ii) « Concernant l'applicabilité du service complémentaire d'écart de réception, le
16 Transporteur propose toutefois une modification relativement aux dispositions
17 prévues à l'ordonnance 890. L'Annexe 4 des Tarifs et conditions proposée prévoit en
18 effet que le service d'écart de réception s'applique à la production des groupes turbine
19 alternateurs synchronisés avec le réseau du Transporteur, alors que l'Annexe 9 de
20 l'OATT de la FERC découlant de l'ordonnance 890 s'applique aux groupes turbine-
21 alternateurs localisés dans la zone de réglage du transporteur. La modification
22 proposée par le Transporteur ne touche que les centrales localisées en Ontario
23 lorsqu'elles sont synchronisées au réseau du Transporteur. En accord avec le réseau
24 voisin, le Transporteur reconnaît que l'application du service d'écart de réception aux
25 écarts qui peuvent se produire lorsque des groupes en Ontario sont synchronisés au
26 réseau du Transporteur constitue la façon la plus adéquate de solutionner ce
27 problème. Aucun autre client du Transporteur n'est touché par la modification
28 proposée du texte de l'annexe 4 relativement à l'Annexe 9 de l'OATT quant à
29 l'applicabilité du service complémentaire d'écart de réception. »

30 (iii) Dans une lettre du 17 avril 2009, OPG fait référence à une entente convenue
31 entre IESO et HQT selon laquelle ses centrales seraient exclues de l'application des
32 annexes 4 et 5 des Tarifs et conditions du Transporteur.

33 (iv) « Enfin, quant à l'enjeu soulevé par EBMI relatif à l'application, aux
34 transactions de point à point du Producteur, du service de compensation d'écart de
35 réception et des pénalités qui y sont prévues, la Régie comprend, de la preuve au
36 dossier, qu'en tant que seul fournisseur du Transporteur pour ce service, le
37 Producteur est appelé à compenser, en temps réel, tout déséquilibre sur le réseau de
38 ce dernier et qu'il ne peut, en conséquence, créer de tels écarts. » [nos soulignés]
39

1 **Demande :**

2 **1.1** Veuillez fournir la liste des « sources » auxquelles s'applique le service de
3 compensation d'écart de réception. Veuillez également fournir la capacité
4 installée de chacune de ces sources.

5 **R1.1**

6 Les sources situées hors de la zone d'équilibrage du
7 Transporteur sont :

- 8 - Centrale de Saunders appartenant à Ontario Power
9 Generation Inc. (« OPG ») (470 MW);
- 10 - Centrale de la Chute-des-Chats appartenant à parts égales à
11 OPG et Hydro-Québec (140 MW).

12
13 Les sources dont il est question comprennent également les
14 centrales suivantes situées dans la zone d'équilibrage
15 du Transporteur :

- 16 - Centrales d'Énergie La Lièvre s.e.c. (total de 250 MW);
- 17 - Centrale de cogénération de Kruger inc. (environ 5 MW);
- 18 - Centrale des Churchill Falls appartenant à la Churchill Falls
19 (Labrador) Corporation Limited (5428 MW).

20
21 De plus, celles-ci incluraient également tous les producteurs
22 privés situés dans la zone d'équilibrage du Transporteur et qui
23 détiendraient un contrat de service de transport.

24
25 **2.** Référence : Pièce B-85, HQT-9, document 1, page 7.

26 **Préambule :**

27 *« Les prix développés sur la base des prix des marchés limitrophes limitent les*
28 *occasions d'arbitrage qui pourraient faire échec à la programmation plus précise*
29 *recherchée et compromettre la fiabilité du réseau ; » [nos soulignés]*

30
31 **Demande :**

32 **2.1** Considérant la réponse à la demande 1.1, veuillez expliquer comment des
33 occasions d'arbitrage pourraient compromettre la fiabilité du réseau.

1 R2.1

2 Le transport d'électricité sur le réseau du Transporteur pour les
3 services de point à point est utilisé par les clients du Transporteur
4 qui désirent acheminer leur électricité d'une source vers une
5 destination, lesquelles sont généralement situées l'une sur le
6 réseau du Transporteur et l'autre à l'extérieur de celui-ci. Parfois,
7 source et destination sont toutes deux à l'extérieur de celui-ci. Un
8 des objectifs recherchés par les clients du Transporteur est de
9 profiter d'un coût moindre à la source pour vendre à un prix plus
10 élevé à la destination, pour une heure donnée. Il y a donc là des
11 occasions d'arbitrage profitant aux clients des services de point à
12 point du Transporteur.

13
14 Dans le cadre de l'ordonnance 890, la FERC a reconnu la
15 nécessité d'inclure un nouveau service d'écart de réception
16 (« generator imbalance »), lequel avait déjà été approuvé par la
17 Régie dans les *Tarifs et conditions* sous une forme différente de
18 celle qui est actuellement proposée par le Transporteur.

19
20 L'objectif du service complémentaire d'écart de réception est de
21 fournir un incitatif économique aux clients afin qu'ils respectent
22 les programmes qu'ils ont eux-mêmes soumis. Le respect des
23 programmes soumis par les clients est essentiel à la fiabilité du
24 réseau, puisque l'offre et la demande d'électricité doivent
25 s'équilibrer en tout temps, en tenant compte des pertes
26 électriques sur le réseau. Tout client qui ne respecte pas le
27 programme qu'il a lui-même soumis entraîne donc une
28 détérioration de la fiabilité du réseau, laquelle détérioration est
29 compensée, de façon instantanée, par le fournisseur des écarts de
30 réception et de livraison du Transporteur. Puisque le remède
31 proposé par la FERC pour solutionner ce problème est de nature
32 économique, il appert donc que la FERC considère que des
33 considérations économiques, notamment des arbitrages de
34 marché, peuvent influencer le comportement des clients.

35 3. Référence : Pièce B-85, HQT-9, document 1; page 9.

36 Préambule :

37 « Toute divergence entre la formule de prix approuvée par la Régie pour les services
38 d'écarts de réception et de livraison aux annexes 4 et 5 et le coût d'acquisition de ces
39 services par le Transporteur auprès de son fournisseur créera un écart qui devra être
40 inscrit dans un compte d'écart afin qu'il soit intégré aux revenus requis. »

1 **Demande :**

2 **3.1** Veuillez préciser si le coût d'acquisition des services d'écarts de réception et de
3 livraison par le Transporteur auprès de son fournisseur correspond à la formule
4 de prix proposée par le Transporteur. Sinon, veuillez élaborer.

5 **R3.1**

6 La formule de prix proposée aux annexes 4 et 5 pour les écarts de
7 réception et de livraison correspond à l'offre de vente et d'achat
8 d'électricité reçue du fournisseur pour la fourniture des écarts de
9 réception et de livraison, à l'exception des pénalités applicables
10 aux tranches 2 et 3 qui sont conservées par le Transporteur, tel
11 que demandé par la Régie dans sa décision D-2009-015.

12
13 **4. Référence :** Pièce B-85, HQT-9, document 2, article 3, feuille originale 25.

14 **Préambule :**

15 « Le Transporteur est tenu d'offrir le service de compensation d'écart de réception,
16 dans la mesure où il peut le faire à partir de ses ressources ou des ressources mises à
17 sa disposition, lorsque le service de transport est utilisé pour livrer de l'énergie à
18 partir d'un groupe de production synchronisé avec son réseau de transport. Le client
19 du service de transport qui utilise le service de transport pour livrer de l'énergie à
20 partir d'un groupe de production synchronisé avec le réseau de transport du
21 Transporteur est tenu d'acquérir le service de compensation d'écart de réception
22 auprès du Transporteur ou d'un tiers ou de le fournir à partir de sa propre
23 production.

24
25 Le client du service de transport ne peut pas refuser l'offre de services
26 complémentaires du Transporteur à moins de démontrer qu'il a acquis ou fourni les
27 services complémentaires à partir d'une source située dans la zone de réglage du
28 Transporteur. » [nos soulignés]

29
30 La Régie comprend que les écarts de réception s'appliquent aux centrales qui sont
31 synchronisées au réseau du Transporteur, mais que le service de compensation des
32 écarts ne peut être rendu que par des centrales situées dans la zone de réglage du
33 Transporteur.

34
35 **Demande :**

36 **4.1** Veuillez justifier que le service de compensation d'écart de réception doit être
37 fourni à partir d'une source située dans la zone de réglage du Transporteur,
38 excluant ainsi une source qui serait située dans une autre zone de réglage mais
39 qui serait synchronisée au réseau du Transporteur.

1 R4.1

2 Pour qu'un producteur puisse fournir le service d'écart de
3 réception, il doit disposer de la capacité de production requise
4 pour absorber en tout temps les écarts de réception et de livraison
5 pouvant être générés par les utilisateurs du réseau. De plus, cette
6 capacité doit être assujettie au système de régulation fréquence-
7 puissance du Transporteur, afin que les ajustements de
8 production requis soient effectués automatiquement. En outre,
9 cette capacité de production doit être en tout temps disponible,
10 les groupes turbines-alternateurs étant toujours synchronisés au
11 réseau du Transporteur, excluant ainsi toute synchronisation
12 permanente ou temporaire à des zones de réglage voisines. Les
13 sources situées à l'extérieur de la zone de réglage du
14 Transporteur ne peuvent satisfaire ces exigences d'exploitation.

15
16 5. Référence : Pièce B-85, HQT-9, document 2, annexe 4, feuille originale
17 174.

18 Préambule :

19 « Le Transporteur peut imposer à un client du service de transport une pénalité pour
20 des écarts de réception en vertu de la présente annexe ou pour des écarts de livraison
21 en vertu de l'annexe 5 dans le cas des écarts se produisant au cours de la même
22 heure, mais pas pour les deux types d'écarts sauf si ces écarts ont un effet combiné
23 aggravant plutôt que compensatoire. »

24
25 Demande:

26 5.1 Veuillez donner un exemple concret d'application de ce texte pour la zone de
27 réglage du Transporteur.

28 R5.1

29 Exemple – Un client situé dans la zone de réglage du Transporteur
30 détient une réservation de 100 MW au point de livraison pour
31 alimenter une charge située aussi dans la zone de réglage. Il
32 soumet un programme de 105 MW (100 MW, plus les pertes de
33 5 MW).

34
35 CAS 1 : Le client livre 95 MW et la charge ne consomme que
36 94 MW. Il y a écart de -10 MW à la réception et un écart de -6 MW
37 à la livraison. L'écart de réception (production) est compensé en
38 partie par l'écart de livraison (charge) et vice versa. Le

1 Transporteur ne facturera que l'écart net, c'est-à-dire 4 MW en
2 écart de réception.

3
4 **CAS 2 :** Le client ne livre que 95 MW et la charge consomme
5 106 MW. Il y a écart de -10 MW à la réception et un écart de +6 MW
6 à la livraison. L'écart de réception est aggravé par l'écart de
7 livraison et vice versa. Dans ce cas, les écarts s'additionnent. Le
8 Transporteur facturera 10 MW en écart de réception et 6 MW en
9 écart de livraison, pour un total de 16 MW.

10
11 6. **Référence :** Pièce B-85, HQT-9, document 2, annexe 4, feuilles originales
12 176 à 178.

13 **Préambule :**

14 Le Transporteur présente la méthodologie et les valeurs permettant de calculer le prix
15 incrémentiel et le prix décrémental pour les trois paliers de tarif.

16
17 La Régie note que le Transporteur introduit une valeur différente du prix de marché
18 pour la détermination du prix incrémentiel et du prix décrémental des paliers 2 et 3.

19
20 **Demandes :**

21 6.1 Pour la détermination du prix incrémentiel, veuillez préciser si le terme « tarif
22 applicable » inclut les pertes de transport de 5,3 %. Veuillez expliquer votre
23 réponse.

24 **R6.1**

25 Il n'est pas nécessaire d'ajouter les pertes de transport à cette
26 étape, puisque les quantités d'écarts établies tiennent compte de
27 celles-ci. Les prix incrémentiels et décrémentiels reflètent les prix
28 de marché sur les marchés limitrophes et tiennent compte des
29 frais de transport applicables aux transactions d'achat ou
30 de vente.

31 6.2 Pour la détermination du prix incrémentiel du marché de New York, veuillez
32 expliquer et justifier la valeur fixe de 0,16 \$US/MWh.

33 **R6.2**

34 Ce prix tient compte des frais de transport moyens appliqués par
35 le New York Independent System Operator, Inc. (« NYISO ») sur les
36 transactions d'importation d'énergie. Si le client livre une quantité
37 d'énergie inférieure à son programme vers le marché de New York,
38 le fournisseur vend l'énergie au prix auquel il la vendrait dans le
39 marché de New York. Le prix reçu par le fournisseur pour ces

1 ventes correspond au prix de vente sur le marché, moins les frais
2 de transport exigés par le NYISO, soit environ 0,16\$US/MWh.

3 6.3 Pour la détermination du prix incrémentiel du marché de la Nouvelle
4 Angleterre, veuillez expliquer et justifier la valeur fixe de 6,00 \$US/MWh.

5 **R6.3**

6 Le coût de 6,00 \$US/MWh tient compte du prix payé pour la
7 réservation de transport sur la Phase II en Nouvelle-Angleterre,
8 incluant les services complémentaires applicables. Si le client
9 livre une quantité d'énergie inférieure à son programme vers le
10 marché de la Nouvelle-Angleterre, le fournisseur vend l'énergie au
11 prix auquel il la vendrait dans le marché de la Nouvelle-Angleterre.
12 Le prix reçu par le fournisseur pour ces ventes correspond au prix
13 de vente sur le marché, moins les frais de transport, soit environ
14 6,00 \$US/MWh.

15 6.4 Pour la détermination du prix incrémentiel du marché de l'Ontario, veuillez
16 confirmer que la valeur correspondante est nulle pour ce marché.

17 **R6.4**

18 L'offre du fournisseur n'inclut pas de frais fixes pour le marché
19 de l'Ontario.

20 6.5 Pour la détermination du prix incrémentiel des paliers 2 et 3, veuillez expliquer
21 et justifier la valeur de 100,00 \$CA/MWh.

22 **R6.5**

23 Il s'agit du prix minimum auquel le fournisseur est prêt à vendre
24 l'électricité dans le cadre des services complémentaires d'écart de
25 réception et de livraison pour les tranches supérieures à 1,5%. Ce
26 prix est comparable au prix minimum de vente de l'énergie
27 appliqué par le NYISO, aux termes de son OATT, pour les écarts
28 de livraison supérieurs à 1,5%.

- 1 **6.6** Pour la détermination du prix décrémental du marché de New York, veuillez
2 expliquer et justifier la valeur fixe de 4,50 \$US/MWh.
- 3 **R6.6**
4 Ce prix tient compte des frais de transport moyens appliqués par
5 le NYISO sur les transactions d'exportation d'énergie. Si le client
6 livre une quantité d'énergie supérieure à son programme vers le
7 marché de New York, cette énergie est absorbée par le
8 fournisseur. Le prix d'achat correspond au coût d'achat dans le
9 marché de New York, plus les frais de 4,50 \$US/MWh exigés par le
10 NYISO pour les transactions d'exportation.
- 11 **6.7** Pour la détermination du prix décrémental du marché de la Nouvelle
12 Angleterre, veuillez expliquer et justifier la valeur fixe de 8,00 \$US/MWh.
- 13 **R6.7**
14 Ce prix tient compte des frais de transport moyens appliqués par
15 l'ISO New England Inc. (« ISO-NE ») sur les transactions
16 d'exportation d'énergie. Si le client livre une quantité d'énergie
17 supérieure à son programme vers le marché de la Nouvelle-
18 Angleterre, cette énergie est absorbée par le fournisseur. Le prix
19 d'achat correspond au coût d'achat dans le marché de la Nouvelle-
20 Angleterre, plus les frais de 8,00 \$US/MWh exigés par l'ISO-NE
21 pour les transactions d'exportation.
- 22 **6.8** Pour la détermination du prix décrémental du marché de l'Ontario, veuillez
23 expliquer et justifier la valeur fixe de 5,00 \$CA/MWh en période de pointe et
24 de 4,00 \$CA/MWh en période hors pointe.
- 25 **R6.8**
26 Ce prix tient compte des frais de transport moyens appliqués par
27 la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de
28 l'Ontario (Independent Electricity System Operator, ou « IESO »)
29 sur les transactions d'exportation d'énergie. Si le client livre une
30 quantité d'énergie supérieure à son programme vers le marché de
31 l'Ontario, cette énergie est absorbée par le fournisseur. Le prix
32 d'achat correspond au coût d'achat dans le marché de l'Ontario,
33 plus les frais exigés par l'IESO pour les transactions d'exportation.
34 Ces frais comprennent des ajustements horaires (« uplift ») qui
35 sont généralement plus élevés en période de pointe (autour de
36 5,00 \$CA/MWh) et moins élevés en période hors pointe (environ
37 4,00 \$CA/MWh).

6.9 Pour la détermination du prix décrémental, veuillez expliquer et justifier les valeurs fixes de 25,00 \$/MWh et de 0,00 \$/MWh respectivement pour les paliers 2 et 3.

R6.9

Il s'agit des prix maximums auxquels le fournisseur est prêt à acheter l'électricité dans le cadre des services complémentaires d'écart de réception et de livraison pour les tranches supérieures à 1,5 %. Dans le cas de la troisième tranche, ce prix est de 0 \$/MWh. Ce prix est comparable au prix d'achat de l'énergie appliqué par le NYISO, aux termes de son OATT, pour les écarts de livraison des clients de transport supérieurs à 1,5%.

7. Références : (i) Pièce B-76, HQT-8, document 1, R6.1 et R6.2 ;
(ii) Pièce B-85, HQT-9, document 2, annexe 4.

Préambule :

(i)

R6.1 : [Le client] « doit assumer les pénalités prévues à l'article 3 pour les services complémentaires associés aux excédents par rapport aux réservations. » [nos soulignés]

R6.2 : « la pénalité de 150% s'appliquant aux réservations insuffisantes est établie sur la différence entre le nombre de MW réservés par le client au point de livraison et le nombre de MW du programme échangé entre le Transporteur et la zone de réglage voisine à ce point. [...] Quant aux écarts de réception, l'annexe 4 s'applique à la différence entre la quantité réservée par le client au point de réception et la quantité effectivement livrée sur le réseau par le client. » [nos soulignés]

(ii) « Le service de compensation d'écart de réception est fourni lorsqu'un écart survient entre la production d'un groupe turbine-alternateur synchronisé avec le réseau de transport du Transporteur et la production programmée à partir de ce groupe-alternateur vers (1) une autre zone de réglage ou (2) une charge située dans la zone de réglage du Transporteur pendant une heure. » [nos soulignés]

La Régie souhaite, à travers une illustration concrète, clarifier les énoncés mentionnés en préambule.

1 Demande :

2 7.1 Veuillez, pour chacun de quatre cas prévus au tableau 1 ci-dessous, préciser
3 sous le format du tableau 2 suivant, les valeurs, exprimées en MW, de l'écart à
4 considérer pour :

- 5** - le service de compensation d'écart de réception (annexe 4), et
- 6** - l'application des pénalités pour usage non autorisé des services
- 7** complémentaires (article 3).

8 Tableau 1 : Capacités à considérer dans les quatre cas

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
Capacité réservée (R)	100 MW	100 MW	100 MW	0 MW
Capacité programmée (P)	90 MW	110 MW	90 MW	90 MW
Capacité livrée (produite) (L)	100 MW	110 MW	110 MW	100 MW

9

10 Tableau 2 : Écarts à considérer pour le calcul des montants à payer par le client
11 (MW)

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
Coûts pour fourniture du service de compensation d'écart de réception	<i>Ex. : L-P = 10 MW</i>			
Pénalités (150 % des tarifs applicables)	<i>Ex. : L-R = 0</i>			

12

R7.1

Afin de préciser sa réponse, le Transporteur réfère au préalable aux réponses R6.1 et R6.2 de la pièce HQT-8, Document 1, révisée en date du 12 juin 2009.

Voici maintenant la réponse à la question 7.1. En posant l'hypothèse que toutes les données fournies au Tableau 1 s'appliquent au point de réception et que les données au point de livraison y correspondent, compte tenu des pertes de transport applicables, le tableau suivant présente les situations décrites.

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
Coûts pour fourniture du service de compensation d'écart de réception	L = 100 MW P=90 MW Écart acheté par HQT= 10 MW	L=110 MW P=110 MW Écart acheté par HQT= 0 MW	L=110 MW P=90 MW Écart acheté par HQT = 20 MW	L=100 MW P=90 MW Écart acheté par HQT= 10 MW
Pénalités (150 % des tarifs applicables)	P=90 MW R=100 MW Aucune pénalité de 150 % n'est applicable	P=110 MW R=100 MW La pénalité de 150 % sera applicable sur 10 MW	P=90 MW R=100 MW Aucune pénalité de 150 % n'est applicable	P= 90 MW R=0 MW La pénalité de 150 % sera applicable sur 90 MW

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 2
DE L'ASSOCIATION COOPÉRATIVE D'ÉCONOMIE FAMILIALE
DE QUÉBEC
(« ACEF »)**

1 **Demande de renseignements # 2 de l'ACEF Québec, R-3669-08 phase 2**

2 **Questions relatives au document : HQT-9, Document 1, 2009-05-29**

3 **(p. 12/13) 3.2 Uniformité et transparence pour le calcul de la capacité de**
4 **transfert disponible :**

5 **(page 6) « • de fixer l'entrée en vigueur des annexes 4 et 5 des *Tarifs et***
6 ***conditions* dès que le Transporteur aura complété la mise en place des**
7 **systèmes informatiques requis pour leur implantation, soit dans un délai de six**
8 **mois »**

9 **D 1 : sur quelle base a été établi le délai de 6 mois ? cela implique-t-il des**
10 **changements au système Oasis ? si oui lesquelles ?**

11 **R1**

12 **Le délai de six mois est basé sur l'estimation des travaux**
13 **informatiques à réaliser pour automatiser le calcul des**
14 **compensations pour les écarts de réception et de livraison.**
15 **Les travaux informatiques n'entraînent aucun changement au**
16 **système OASIS.**

17 **(page 6) « Le Transporteur tient compte de l'offre reçue du Fournisseur... »**

18 **D2 : Est-ce qu'il y a eu des négociations avec le fournisseur de service qu'est**
19 **HQP ? HQT a-t-elle fait une offre initiale ou une contre-offre suite à l'offre**
20 **d'HQP ?**

21 **R2**

22 **Tel qu'indiqué à la pièce HQT-9, document 1, page 6, lignes 17**
23 **à 23, l'offre reçue du fournisseur a été établie par ce dernier et**
24 **elle reflète les prix de vente et d'achat auxquels ce dernier**
25 **offre d'acheter ou de vendre de l'électricité de façon aléatoire**
26 **dans le cadre de l'offre des services complémentaires d'écart**
27 **de réception et d'écart de livraison.**

28 **(page 7) « • Les prix développés sur la base des prix des marchés limitrophes**
29 **limitent les occasions d'arbitrage qui pourraient faire échec à la**
30 **programmation plus précise recherchée et compromettre la fiabilité du**
31 **réseau; »**

1 D3 : Comparez les avantages et inconvénient en regard de la question
2 d'arbitrage entre la nouvelle formule que vous proposez et la formule en
3 place ?

4 **R3**

5 La formule proposée par le Transporteur est conforme à la
6 décision D-2009-015, laquelle prévoit que le prix de référence
7 reflète les prix horaires sur les marchés limitrophes, ajustés
8 des coûts de transport. La Régie a également indiqué dans
9 cette décision « qu'un prix fixe comme celui proposé par le
10 Transporteur peut créer des opportunités d'arbitrage en achat
11 ou vente, selon les prix réels du marché. La Régie croit que
12 cela pourrait inciter à un comportement contraire à
13 celui recherché. »¹

14 (page 8) « • Elle doit être liée au coût de correction des écarts »

15 D4 : La FERC parle-t-elle ici du coût supporté par le fournisseur de service,
16 HQP en l'occurrence ? Si oui montrez en quoi la nouvelle formule de prix est
17 liée aux coûts d'HQP ?

18 **R4a**

19 La formule de prix proposée par le Transporteur reflète les
20 coûts assumés par le fournisseur, dans la mesure où la
21 formule répond aux exigences de la Régie qui statuait, dans sa
22 décision D-2009-015, que le prix de référence doit refléter les
23 prix horaires sur les marchés limitrophes, ajustés des coûts
24 de transport.

25 **R4b**

26 Voir la réponse à la question 4a.

27 (p. 9) « Afin de simplifier la formule proposée, tel qu'il est indiqué aux annexes
28 4 et 5, HQT propose d'appliquer certains montants forfaitaires pour tenir
29 compte... frais de transport et les services complémentaires applicables à la
30 livraison ou à la réception, selon le cas. »

31 D5 : Est-ce que les frais de transport et de services complémentaires des
32 réseaux voisins sont dans les faits fixes ou s'ils varient selon les heures ? Sur
33 quelle base ces frais forfaitaires (HQD-9 doc. 2, pages 8 et 9) ont été établis
34 (moyenne antérieure...) ?

¹ Décision D-2009-015, page 111.

R5

Les frais de transport et de services complémentaires des réseaux voisins sont inclus dans les frais fixes. Plusieurs composantes de ces frais varient mensuellement. Par souci de simplicité, ces frais sont représentés par des frais fixes dans les formules de compensation. Ces derniers frais tiennent compte des frais de transport et des frais de services complémentaires sur les marchés limitrophes.

(p. 9 et 10) « L'implantation des systèmes informatiques requis par la présente proposition et la définition des diverses tâches pour le fonctionnement de ces systèmes nécessiteront environ 1,0 personne-année. Par la suite, certaines ressources seront requises de façon ponctuelle pour assurer le maintien des systèmes informatiques et la cohérence commerciale dans la facturation... Le Transporteur évalue sommairement à 0,5 personne-année l'effort de travail requis en permanence à cette fin.

L'application des modalités prévues aux annexes 4 et 5 des *Tarifs et conditions* nécessite de mettre en place des systèmes informatiques afin de colliger les prix horaires sur les marchés limitrophes et les frais de transport afférents et d'effectuer les calculs requis pour la tarification des écarts de réception et de livraison pour fins de facturation... »

D6 : a) Qui assumera en bout de ligne ces frais ? Est-ce que la FERC a prescrit une formule de répartition des coûts ?

R6a

Les dépenses prévues pour implanter les services complémentaires d'écart de réception conformément à la décision de la Régie seront intégrées aux revenus requis du Transporteur et recouvrés auprès de l'ensemble de la clientèle.

La FERC laisse aux transporteurs le soin de proposer au cas par cas des tarifs pour les services de compensation d'écarts, selon les circonstances qui leur sont applicables. Elle précise toutefois que les transporteurs peuvent tenir compte de leur capacité à recouvrer leur coût de fourniture de ces services. Par ailleurs, dans les réseaux où il existe un marché horaire de l'électricité, les coûts pour implanter et appliquer la formule proposée seraient moindres, puisque l'exploitant dispose déjà de l'information de prix de son propre marché et des

1 mécanismes de facturation requis, ce qui n'est pas le cas du
2 Transporteur.

3 b) Indiquez-nous si les coûts accrus pour appliquer la nouvelle formule de prix
4 des services d'écart de réception et de livraison, seront pleinement couverts
5 par une hausse des revenus de ces services ?

6 **R6b**

7 Le Transporteur ne prévoit pas que les coûts pour implanter et
8 maintenir les systèmes requis et la cohérence commerciale
9 dans la facturation des écarts de réception et de livraison
10 seront pleinement couverts par des revenus découlant de ces
11 services, puisqu'à l'exclusion des pénalités applicables aux
12 tranches 2 et 3 qui seront conservés par le Transporteur et
13 imputés à la clientèle dans un compte d'écart, tous les coûts et
14 les revenus découlant de l'application de la formule de prix
15 proposée seront remis au fournisseur des services
16 complémentaires d'écart de réception et de livraison.

17 c) Comparez les coûts et revenus impliquée par la formule de prix en place
18 versus ceux amenés par la nouvelle formule de prix pour 2008 (réalisé) et
19 2009 (réalisé-prévisionnel) ?

20 **R6c**

21 Le Transporteur ne possède pas actuellement une estimation
22 précise des coûts et des revenus qui seront engendrés par la
23 formule de prix proposée puisqu'il ne connaît pas l'impact réel
24 de la formule proposée sur les quantités d'écarts de réception et
25 de livraison qui seront produits. Comme ordre de grandeur
26 toutefois de l'effet net du coût des écarts en plus et en moins
27 qui pourraient être générés, le Transporteur croit qu'une
28 estimation de l'ordre de 0,5 M\$ à 1,0 M\$ serait raisonnable.
29 Quant à l'année 2008, les services complémentaires d'écart de
30 réception et de livraison n'ont donné lieu à aucune facturation
31 du Transporteur, puisque conformément à l'article 3 des *Tarifs*
32 et *conditions* actuellement en vigueur, ceux-ci ne sont
33 applicables qu'au client du service de transport qui alimente une
34 charge dans la zone de réglage du Transporteur et qu'aucun
35 client des services de transport de point à point ou en réseau
36 intégré n'a effectué de telles transactions.

1 Questions portant sur : **HQT-9, Document 2 TARIFS ET CONDITIONS DES**
2 **SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC – ARTICLE 3 ET**
3 **ANNEXES 4 ET 5**

4 **D7 : (en référence à la page 6 paragraphe du bas) Si un producteur a par**
5 **exemple une baisse de 5 MW de production pendant une heure, relativement**
6 **à ce qui avait été programmé, et si son client en réception a une baisse de 10**
7 **MW de demande pendant une heure, la pénalité sera appliquée sur quelle**
8 **quantité et facturée à qui ?**

9 **R7**

10 Dans ce cas, les écarts se compensent en partie. Le
11 Transporteur appliquera la compensation sur l'écart net,
12 c'est-à-dire 5 MW en écart de livraison. La facturation sera
13 appliquée à l'entité qui aura soumis la réservation.

14 (p. 7) « (i) frais pour une tranche d'écart de +/-1,5 % (minimum de 2 MW) »
15

16 D8 : Devenons nous comprendre que si l'écart est de moins de 2 MW aucun
17 frais ne sera appliqué même si l'écart relatif dépasse de beaucoup 1,5% du
18 service programmé ?

19 **R8**

20 Le minimum de 2 MW sert à l'établissement de la tranche de
21 1,5 %. La borne maximale de cette tranche correspond à 1,5 %
22 de la valeur du programme, mais ne peut pas être en-deçà de
23 2 MW. Si le programme est de 200 MW, la borne maximale sera
24 établie à 3 MW (1,5 %). Si le programme est de 100 MW, la
25 borne maximale sera établie à 2 MW, ce qui correspond au
26 minimum. Les écarts enregistrés à l'intérieur de ces valeurs
27 seront facturés au prix de la première tranche.

28 D9 : Aux pages 8 et 9 à quoi correspond exactement les montants forfaires :
29 0,16 \$US/MWh (4,50 \$US/MWh pour le prix décrémental) pour N.Y. ; 6,00
30 \$US/MWh (8,00 \$US/MWh) pour NE ?

31 Pourquoi ne pas appliquer un % plus élevé au 1^{er} prix incrémentiel pour les
32 tranches 2 et 3, plutôt que de définir un prix incrémentiel plus élevé identique
33 pour ces tranches ?

34 **R9a**

35 Voir les réponses aux questions 6.2, 6.3, 6.6 et 6.7 de la
36 demande de renseignements n° 2 de la Régie.

1 **R9b**

2 **Les prix incrémentiels sont les mêmes pour les trois tranches.**
3 **Ils correspondent aux prix horaires les plus élevés entre les**
4 **prix de trois marchés limitrophes ajustés des frais de transport**
5 **et de services complémentaires.**

6 D10 : Quel est l'origine et la justification pour le prix incrémentiel minimal
7 (100,00 \$CA/MWh) associé aux tranches tranche 2 et 3 et pour le prix
8 décrémentiel maximal de la tranche 2 (25,00 \$CA/MWh) et de la tranche 3
9 (0\$)?

10 **R10**

11 **Voir les réponses aux questions 6.5 et 6.9 de la demande de**
12 **renseignements no 2 de la Régie.**

13 D11 : Comparez numériquement les frais à payer avec formule en place et
14 avec la nouvelle formule proposée pour les 3 tranches de dépassements ?

1 R11

2

	Tarifs en vigueur selon D-2009-015 et D-2009-023	Formule proposée
Tranche 1	Électricité achetée par HQT: 37,50 \$/MWh Électricité vendue par HQT: 112,50 \$/MWh (Note 1)	Électricité vendue par HQT: Prix incrémentiel de marché Électricité achetée par HQT: Prix décrémental de marché
Tranche 2		Électricité vendue par HQT: 110 % X (Prix incrémentiel de marché, avec un minimum de 100 \$CA/MWh) Électricité achetée par HQT: 90 % X (Prix décrémental de marché, avec un maximum de 25 \$CA/MWh)
Tranche 3		Électricité vendue par HQT: 125 % X (Prix incrémentiel de marché, avec un minimum de 100 \$CA/MWh) Électricité achetée par HQT: 0 \$/MWh

3

4

5

6

Note 1 : Les tarifs en vigueur actuellement prévoient que les écarts en plus et en moins à l'intérieur de la tranche 1 sont cumulés pendant le mois et les prix indiqués s'appliquent aux écarts cumulés pendant le mois.

7

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 2
D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.
(« EBMI »)**

PHASE 2 – DEMANDE DU TRANSPORTEUR AFIN DE MODIFIER SES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT

TARIFICATION DES SERVICES DE COMPENSATION D'ÉCARTS
DE RÉCEPTION ET DE LIVRAISON

DESCRIPTION DE LA PROPOSITION

<u>Référence :</u>	<u>HQT-9, Document 1, page 6</u> <u>D-2009-015, pages 106 et 107</u> <u>Pièce C-12-3 OPG-Réponse à la soumission du Transporteur</u> <u>(17 avril 2009)</u>
--------------------	--

Préambule :

Référence (i)

« L'écart de réception correspond à la différence entre le volume d'électricité programmé par un producteur dont la source est synchronisée au réseau du Transporteur et celui effectivement reçu par le Transporteur pour une heure donnée au point de réception; »

Référence (ii)

« Centrales assujetties

En ce qui a trait aux centrales assujetties, le Transporteur propose que le service s'applique aux alternateurs synchronisés avec son réseau, alors que le texte de l'ordonnance 890 ne vise que les centrales localisées dans la zone de réglage du Transporteur.

Le Transporteur précise que cette différence ne touche que les centrales localisées en Ontario lorsqu'elles sont synchronisées à son réseau.

Le Transporteur produit l'extrait d'un document montrant que l'Independent Electricity System Operator (IESO) en Ontario n'a pas d'objection à l'application des services d'écart de livraison et de réception proposés.

1 Le 3 décembre 2008, OPG dépose à la Régie ses observations
2 concernant les services complémentaires d'écarts de réception et
3 de livraison. Elle s'oppose à la proposition d'étendre l'application
4 de ces services aux centrales synchronisées au réseau du
5 Transporteur. Elle mentionne qu'il doit suivre les instructions de
6 l'IESO et que celui-ci peut, en tout temps, demander de modifier le
7 mode d'exploitation d'une centrale synchronisée sur le réseau du
8 Transporteur.

9 (...)

10 La Régie comprend que la proposition du Transporteur a pour effet
11 d'appliquer le service de compensation d'écart de réception aux
12 centrales qui sont dans sa zone de contrôle et aux centrales, hors
13 de sa zone de contrôle, qui sont synchronisées à son réseau. La
14 Régie considère que ce sujet n'a pas été traité de façon assez
15 approfondie pour lui permettre d'accepter, au présent dossier, les
16 modifications proposées par le Transporteur. »

17 (Nos soulignés)

18 **Demande :**

19 1.1 Compte tenu de la lettre de OPG (référence iii), ainsi que des commentaires de
20 la Régie dans le cadre de sa décision D-2009-015, veuillez expliquer pourquoi
21 le Transporteur demande à nouveau de référer à des centrales qui sont
22 synchronisées sur le réseau du Transporteur au lieu de faire référence à des
23 centrales situées dans la zone de réglage du Transporteur tel que prévu à
24 l'annexe 9 de l'OATT de la FERC?

25 **R1.1**

26 **La situation où des centrales sont synchronisées au réseau du**
27 **Transporteur, mais situées dans des zones de réglage autres**
28 **que celle du Transporteur, est particulière au fait que la zone**
29 **du Transporteur est asynchrone avec l'interconnexion de l'Est.**
30 **Ces centrales pourraient se retrouver dans une situation où**
31 **aucun mécanisme de gestion des écarts de réception ne leur**
32 **serait applicable et elles causeraient des écarts à l'équilibre du**
33 **réseau du Transporteur.**

34 1.2 Est-il possible qu'une centrale située hors Québec puisse être assujettie aux
35 annexes 4 et 5? Veuillez expliquer votre réponse.

1 **R1.2**

2 Oui, si elle est synchronisée au réseau du Transporteur, à
3 moins que le coordonnateur de la fiabilité, à titre de
4 responsable de l'équilibrage (« Balancing Authority » selon le
5 modèle de la North American Electric Reliability Corporation)
6 convienne avec le responsable de l'équilibrage de la zone dans
7 laquelle est située la centrale que ce dernier dispose de
8 moyens équivalents aux siens pour garantir le respect des
9 programmes et que les deux responsables de l'équilibrage
10 vont travailler ensemble.

<u>Référence :</u>	<u>HQT-9, Document 1, page 6</u>
--------------------	----------------------------------

11

12 **Préambule :**

13 « Le Transporteur tient compte de l'offre reçue du Producteur
14 concernant la fourniture par ce dernier des services de
15 compensation d'écart de réception et de livraison dans la zone de
16 réglage du Transporteur. Cette offre est basée sur les prix horaires
17 des marchés limitrophes de l'Ontario, de New York et de la
18 Nouvelle-Angleterre. Elle reflète les prix de vente et d'achat pour
19 l'électricité auxquels le Producteur est prêt à fournir ou à recevoir
20 l'électricité de façon aléatoire dans le cas de ces services
21 complémentaires. »

22 **Demande :**

23 2.1 Veuillez fournir copie de l'offre reçue du Producteur dont il est fait référence à
24 l'extrait précédent.

25 **R2.1**

26 Le Transporteur dépose l'offre du fournisseur relative aux
27 services de compensation d'écarts de réception et de livraison
28 à la pièce HQT-9, Document 4.

29 2.2 Advenant que l'offre reçue du Producteur dont il est fait référence au
30 paragraphe précédent soit verbale, veuillez expliquer et fournir les modalités
31 de l'offre reçue.

32 **R2.2**

33 Voir la réponse à la question 2.1.

1 2.3 Veuillez fournir copie de toute entente conclue avec le Producteur concernant
2 la fourniture par ce dernier des services de compensation d'écarts de réception
3 et de livraison dans la zone de réglage du Transporteur.

4 **R2.3**

5 **Voir la réponse à la question 2.1.**

6 2.4 S'il s'agit d'une entente verbale, veuillez expliquer et fournir les modalités de
7 cette entente.

8 **R2.4**

9 **Voir la réponse à la question 2.1.**

10 2.5 En vertu de quelle disposition réglementaire le Transporteur est-il autorisé à
11 convenir d'une entente, le cas échéant, avec le Producteur pour la
12 compensation des écarts de réception et de livraison?

13 **R2.5**

14 **Suite à la décision de la Régie de l'énergie concernant la**
15 **présente demande, le Transporteur conclura une entente avec**
16 **le fournisseur qui est en mesure de fournir le service de**
17 **compensation d'écarts de réception et de livraison.**

18 2.6 Le Transporteur a-t-il demandé auprès de d'autres producteurs si ces derniers
19 pouvaient offrir les services d'écart de réception et de livraison? Si non,
20 pourquoi pas?

21 **R2.6**

22 **À la connaissance du Transporteur, il n'existe aucun autre**
23 **producteur, situé dans la zone de réglage du Transporteur, qui**
24 **dispose de la capacité de production requise pour absorber en**
25 **tout temps les écarts de réception et de livraison pouvant être**
26 **générés par les utilisateurs du réseau. De plus, si un tel autre**
27 **producteur disposait de la capacité de production requise,**
28 **celle-ci devrait être assujettie au système de régulation**
29 **fréquence-puissance du Transporteur, afin que les**
30 **ajustements de production requis soient effectués**
31 **automatiquement. En outre, cette capacité de production**
32 **devrait être en tout temps disponible, les groupes turbines-**
33 **alternateurs étant toujours synchronisés au réseau du**
34 **Transporteur, excluant ainsi toute synchronisation permanente**
35 **ou temporaire à des zones de réglage voisines.**

1

2 2.7 Est-ce qu'il serait possible d'avoir au Québec un «balancing market» comme
3 celui du Nouveau-Brunswick pour l'offre de services d'écart de réception et de
4 livraison?

5 **R2.7**

6 Il s'agit d'une question hypothétique sur la mise en place d'une
7 structure de marché au Québec. Une telle structure n'a pas été
8 mise en place par les autorités compétentes au Québec.

9
10 **JUSTIFICATION**

<u>Référence :</u>	<u>HQT-9, Document 1, page 8</u>
---------------------------	----------------------------------

11

12 **Préambule :**

13 « Les revenus résultant des pénalités de 10 % et de 25 %,
14 applicables aux écarts des tranches 2 et 3, seront conservés par le
15 Transporteur pour remise ultérieure aux clients par le biais d'un
16 compte d'écart, conformément à la décision D-2009-015. »

17 **Demande :**

18 3.1 Veuillez préciser qui sont les clients visés dans l'extrait ci-haut mentionné.
19 S'agit-il de l'ensemble de la clientèle ou seulement les clients du service de
20 transport point à point?

21 **R3.1**

22 Le compte d'écart sera intégré aux revenus requis du
23 Transporteur qui sont recouvrés auprès de l'ensemble de
24 la clientèle.

<u>Référence :</u>	<u>HQT-9, Document 1, page 8</u>
---------------------------	----------------------------------

25

26 **Préambule :**

27 « Éviter les impacts de l'application des services d'écarts de
28 réception et de livraison sur les clients du Transporteur, incluant le
29 Distributeur pour l'alimentation de la charge locale. »

1 **Demande :**

2 4.1 Veuillez expliquer quels sont les impacts des services d'écarts de réception et
3 de livraison à l'égard du Distributeur.

4 **R4.1**

5 Si la Régie approuve la proposition du Transporteur telle
6 qu'énoncée à la pièce HQT-9, Documents 1 à 3, le Transporteur
7 ne prévoit aucun impact pour le Distributeur, à l'exception du
8 compte d'écart pour les revenus des pénalités.

9 4.2 Veuillez confirmer si le Distributeur est sujet aux écarts de réception et de
10 livraison.

11 **R4.2**

12 Conformément à l'article 3 des *Tarifs et conditions*, les
13 annexes 4 et 5 proposées s'appliquent aux services de
14 transport offerts en vertu de la Partie II et de la Partie III des
15 *Tarifs et conditions*. En conséquence, les annexes 4 et 5 ne
16 s'appliquent pas au Distributeur pour l'alimentation de la
17 charge locale en vertu de la Partie IV des *Tarifs et conditions*.
18 Les annexes 4 et 5 s'appliquent toutefois au Distributeur
19 lorsqu'il utilise les services de point à point pour la revente de
20 surplus. Concernant l'alimentation de la charge locale en vertu
21 de la Partie IV des *Tarifs et conditions*, le Distributeur doit
22 fournir lui-même l'ensemble des services complémentaires
23 indiqués à l'annexe 8 des *Tarifs et conditions*.

24 4.3 Veuillez confirmer si le Distributeur fournit au Transporteur ses programmes
25 de consommation et de prévisions de la demande. Et si oui, sous quelle forme
26 cette information est-elle transmise?

27 **R4.3**

28 Le Transporteur soumet que la question 4.3 n'est pas
29 pertinente à la présente demande de modifications aux *Tarifs*
30 *et conditions*. Voir la réponse à la question 4.2.

Référence :	<u>HQT-9, Document 1, page 9</u>
	<u>D-2009-015, pages 111</u>

Préambule :

Référence (i)

« La présente proposition permet l'appariement entre les paiements reçus des clients responsables des écarts de réception et de livraison ou versés à ceux-ci et les paiements reçus ou versés en contrepartie au fournisseur des services. Toute divergence entre la formule de prix approuvée par la Régie pour les services d'écarts de réception et de livraison aux annexes 4 et 5 et le coût d'acquisition de ces services par le Transporteur auprès de son fournisseur créera un écart qui devra être inscrit dans un compte d'écart afin qu'il soit intégré aux revenus requis. »

(nos soulignés)

Référence (ii)

« La Régie considère que l'utilisation d'un prix de marché satisfait l'objectif d'offrir une juste compensation au fournisseur du service, sans créer d'opportunités d'arbitrage pour les clients du Transporteur.

La Régie est d'avis que le prix de référence doit refléter les prix horaires sur les marchés limitrophes, ajustée des coûts de transport.

(...)

La Régie est d'avis que les revenus résultant des pénalités doivent être conservés par le Transporteur. Comme le Transporteur est celui qui gère ce service, il est normal qu'il en garde les revenus pour remise ultérieure aux clients par le biais d'un compte d'écart. »

Demande :

5.1 En fonction de l'extrait mentionné plus haut (référence (i)) et la notion d'« appariement », devons-nous comprendre que le Producteur se verra offrir les montants résultant de l'application de la formule de prix proposée par le Transporteur aux annexes 4 et 5?

1 R5.1

2 Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de
3 renseignements n° 2 de la Régie. Par ailleurs, cette dernière,
4 dans sa décision D-2009-015 rendue le 5 mars 2009 s'est dite
5 « d'avis que les revenus résultant des pénalités doivent être
6 conservés par le Transporteur. Comme le Transporteur est
7 celui qui gère ce service, il est normal qu'il en garde les
8 revenus pour remise ultérieure aux clients par le biais d'un
9 compte d'écart. » (C'est nous qui soulignons.)

10 5.2 Est-ce que les paiements résultant de l'application de la formule proposée par
11 le Transporteur correspondent aux « paiements reçus ou versés en contrepartie
12 au fournisseur des services »?

13 R5.2

14 Voir la réponse à la question 5.1.

15 5.3 Advenant que la formule de prix proposée par le Transporteur ne soit pas
16 approuvée tel quel par la Régie, est-ce à dire que le Producteur demandera au
17 Transporteur toute différence de prix entre la formule de prix retenue par la
18 Régie et le prix chargé au Transporteur pour les services d'écart de réception et
19 de livraison?

20 R5.3

21 Le Transporteur paiera les prix indiqués dans l'offre du
22 fournisseur, déposée à pièce HQT-9, Document 4.

23
24 Tel qu'indiqué à la pièce HQT-9, Document 1, premier
25 paragraphe de la page 9, toute divergence entre la formule de
26 prix approuvée par la Régie pour les services d'écarts de
27 réception et de livraison aux annexes 4 et 5 et le coût
28 d'acquisition de ces services par le Transporteur auprès de
29 son fournisseur créera un écart qui devra être inscrit dans un
30 compte d'écart afin qu'il soit intégré aux revenus requis
31 du Transporteur. Voir également la réponse à la question 1.2
32 de la demande de renseignements n° 2 de l'UMQ.

33 5.4 En vertu de quoi le Transporteur serait-il autorisé à créer un tel compte d'écart
34 sans l'approbation de la Régie?

1 **R5.4**

2 **Le Transporteur n'a pas indiqué dans sa preuve qu'il disposait**
3 **d'une telle autorité.**

4 **TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC — ARTICLE 3**
5 **ET ANNEXES 4 ET 5**

<u>Référence :</u>	<u>HQT-9, Document 2 (feuille originale numéro 177)</u>
---------------------------	--

6 6.1 Au niveau du prix incrémentiel applicable aux tranches 2 et 3, veuillez
7 expliquer la référence au 100 \$ CA/MWh.

8 **R6.1**

9 **Voir la réponse à la question 6.5 de demande de**
10 **renseignements n° 2 de la Régie.**

11 6.2 Au niveau du prix décrémental applicable à la tranche 2, veuillez expliquer la
12 référence au 25 \$ CA/MWh.

13 **R6.2**

14 **Voir la réponse à la question 6.9 de la demande de**
15 **renseignements n° 2 de la Régie.**

16 6.3 Au niveau du prix décrémental applicable à la tranche 3, veuillez expliquer la
17 référence au 0,00 \$ CA/MWh.

18 **R6.3**

19 **Voir la réponse à la question 6.9 de la demande de**
20 **renseignements n° 2 de la Régie.**

21 6.4 Veuillez expliquer pourquoi ces mêmes références se retrouvent également à
22 l'annexe 5 au niveau du service de compensation des écarts de livraison.

23 **R6.4**

24 **Il s'agit du même service rendu par le fournisseur.**

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 2
DU REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX
DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC
(« RNCREQ »)
ET DE L'UNION DES CONSOMMATEURS (« UC »)**

A. La tarification des services de compensation d'écarts de réception et de livraison

RÉFÉRENCE 1: | R-3669 ph 2 | HQT-9, doc. 1 | Pages 8-9

Citation 1 :

La tarification proposée reflète un principe important pour l'acquisition de ces services, selon lequel les frais recouvrés auprès du client qui utilise ces services doivent refléter les coûts facturés au Transporteur pour les acquérir. Ce principe est intégré au tarif pro forma joint à l'ordonnance no 890-B de la FERC. Le Transporteur propose donc de recouvrer ce coût auprès des utilisateurs des services de compensation d'écarts de réception et de livraison.

1.1 Veuillez préciser les passages de l'ordonnance 890-B et du tarif pro forma qui lui est joint auxquels fait référence le Transporteur.

R1.1

La FERC traite de cette question à plusieurs endroits dans ses ordonnances 890, 890-A et 890-B et elle indique notamment que les tarifs exigés des clients des services de transport doivent être basés sur les coûts incrémentaux ou un multiple de ceux-ci. Ces dispositions se trouvent aux annexes 4 et 5 de l'*Open Access Transmission Tariff* (« OATT ») inclus à l'ordonnance 890-B. À ce sujet, voir notamment les paragraphes 70 à 72 et 627 à 676 de l'ordonnance 890. Toutefois, cette référence doit être qualifiée par la décision D-2009-015 de la Régie qui prévoit que « [l]a Régie est d'avis que le prix de référence doit refléter les prix horaires sur les marchés limitrophes, ajustés des coûts de transport. »¹

1.2 Veuillez préciser en quoi les tarifs proposés pour les Annexes 4 et 5 reflètent les coûts qui seront facturés au Transporteur de son fournisseur.

R1.2

Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie.

¹ D-2009-015, page 111.

1 1.3 Veuillez fournir copie de toute entente signée avec HQ Production concernant
2 la fourniture des services de réception et de livraison.

3 **R1.3**

4 Le Transporteur a reçu une offre du fournisseur pour la
5 fourniture des écarts de réception et de livraison produits par
6 les clients des services de point à point du Transporteur. Voir
7 la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements
8 n° 2 de EBMI.

9 1.4 Si aucune telle entente n'a encore été signée, veuillez décrire l'état des
10 négociations entre HQT et HQP sur cette question, le cas échéant.

11 **R1.4**

12 Voir la réponse à la question 1.3.

13 1.5 Si aucune entente n'a été signée et que des négociations avec HQP ne sont pas
14 en cours, veuillez expliquer pourquoi le Transporteur considère que les tarifs
15 proposés aux Annexes 4 et 5 reflètent le coût d'acquisition de ces services.

16 **R1.5**

17 Voir la réponse à la question 1.2.

RÉFÉRENCE 1:	R-3669 ph 2	HQT-9, doc. 2 (en liasse)	Feuilles originales no 174 à 178
RÉFÉRENCE 2 :	D-2009-015		

18

19 Citation (réf. 2, p. 111) :

20 La Régie est d'avis que le prix de référence doit refléter les prix horaires sur les
marchés limitrophes, ajustée des coûts de transport.

21

22 2.1 À l'égard du prix incrémentiel applicable à la tranche 1, veuillez préciser
pourquoi :

23 2.1.1 dans la définition du Prix Incrémentiel NY, le prix du marché temps
24 réel du NYISO (Zone M) est réduit par 0,16 \$US/MWh

- 1 **R2.1.1**
2 **Voir la réponse à la question 6.2 de la demande de**
3 **renseignements n° 2 de la Régie.**
- 4 2.1.2 dans la définition du Prix Incrémentiel NA, le prix du marché temps
5 réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond) est réduit par
6 6,00 \$US/MWh
- 7 **R2.1.2**
8 **Voir la réponse à la question 6.3 de la demande de**
9 **renseignements n° 2 de la Régie.**
- 10 2.2 À l'égard du prix décrémental applicable à la tranche 1, veuillez préciser
11 pourquoi :
- 12 2.2.1 dans la définition du Prix Décrémental NY, le prix du marché temps
13 réel du NYISO (Zone M) est augmenté par 4,50 \$US/MWh
- 14 **R2.2.1**
15 **Voir la réponse à la question 6.6 de la demande de**
16 **renseignements n° 2 de la Régie.**
- 17 2.2.2 dans la définition du Prix Décrémental NA, le prix du marché temps
18 réel de la Phase II de l'ISO-NE (Sandy Pond) est augmenté par
19 8,00 \$US/MWh
- 20 **R2.2.2**
21 **Voir la réponse à la question 6.7 de la demande de**
22 **renseignements n° 2 de la Régie.**
- 23 2.2.3 dans la définition du Prix Décrémental ONT, le prix du marché temps
24 réel de la Phase II de l'IESO (HOEP) est augmenté par 5,00 \$CA/MWh
25 en période de pointe et par 4,00 \$CA/MWh en période hors pointe.
- 26 **R2.2.3**
27 **Voir la réponse à la question 6.8 de la demande de**
28 **renseignements n° 2 de la Régie.**

1 **Préambule :**

2 Le prix incrémentiel proposé applicable aux tranches 2 et 3 est égal au prix horaire le
3 plus élevé à chaque heure entre: (1) Prix incrémentiel NY; (2) Prix incrémentiel NA;
4 (3) Prix incrémentiel ONT; et (4) 100,00 \$CA/MWh.

5 2.3 Veuillez préciser la justification pour l'inclusion de l'item 4 (100 \$CA/MWh)
6 dans la définition du prix incrémentiel proposé applicable aux tranches 2 et 3.

7 **R2.3**

8 **Voir réponse à la question 6.5 de la demande de**
9 **renseignements n° 2 de la Régie.**

10 2.4 Veuillez expliquer en détail comment l'inclusion de cet item 4 est cohérente
11 avec la décision D-2009-015.

12 **R2.4**

13 **La formule de prix proposée tient compte des prix horaires sur**
14 **les marchés limitrophes, comme demandé par la Régie, et elle**
15 **inclut également un prix minimum de vente applicable aux**
16 **tranches 2 et 3.**

17 **Préambule :**

18 Le prix décrémental proposé applicable aux tranches 2 est égal au prix horaire le
19 plus bas à chaque heure entre: (1) Prix décrémental NY; (2) Prix décrémental NA;
20 (3) Prix décrémental ONT; et (4) 25,00 \$CA/MWh.

21 2.5 Veuillez préciser la justification pour l'inclusion de l'item 4 (25 \$CA/MWh)
22 dans la définition du prix décrémental proposé applicable aux tranches 2 et 3.

23 **R2.5**

24 **Voir la réponse à la question 6.9 de la demande de**
25 **renseignements n° 2 de la Régie.**

26 2.6 Veuillez expliquer en détail comment l'inclusion de cet item 4 est cohérente
27 avec la décision D-2009-015.

28 **R2.6**

29 **La formule de prix proposée tient compte des prix horaires sur**
30 **les marchés limitrophes, comme demandé par la Régie, et elle**
31 **inclut également un prix maximum d'achat applicable à la**
32 **tranche 2.**

1 **Préambule :**

2 Le prix décrementiel proposé applicable à la tranche 3 est égal à 0,00 \$ / MWh.

3 2.7 Veuillez préciser pourquoi le prix décrementiel proposé applicable à la tranche
4 3 est égal à 0,00 \$ / MWh.

5 **R2.7**

6 **Voir la réponse à la question 6.9 de la demande de**
7 **renseignements n° 2 de la Régie.**

8 2.8 Veuillez expliquer en détail comment la fixation du prix décrementiel pour la
9 tranche 3 est cohérente avec la décision D-2009-015.

10 **R2.8**

11 **La formule de prix proposée tient compte des prix horaires sur**
12 **les marchés limitrophes, comme demandé par la Régie. Voir**
13 **également la réponse à la question 6.9 de la demande de**
14 **renseignements n° 2 de la Régie.**

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1
DE L'UNION DES MUNICIPALITÉS DU QUÉBEC
(« UMQ »)**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE L'UMQ**1. Références :**

- i) HQT-9, document 1, page 8, lignes 23 et 24;
- ii) HQT-9, document 1, page 9, lignes 4 à 8.

Préambule :

i) *« Le Transporteur propose donc de recouvrer ce coût auprès des utilisateurs des services de compensation d'écarts de réception et de livraison. »*

ii) *« Toute divergence entre la formule de prix approuvée par la Régie pour les service d'écarts de réception et de livraison aux annexes 4 et 5 et le coût d'acquisition de ces services par le Transporteur auprès de son fournisseur créera un écart qui devra être inscrit dans un compte d'écart afin qu'il soit intégré aux revenus requis. »*

Demandes :

1.1 Faut-il inférer du préambule (ii) que les coûts d'acquisition de ces services facturés au Transporteur peuvent être supérieurs aux frais recouvrés auprès du client qui utilise ces services avec pour conséquence un écart négatif à recouvrer des utilisateurs (référence i) des services de compensation d'écarts de réception et de livraison à l'exclusion de la charge locale?

R1.1

Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie.

1.2 Si la réponse en 1.1 est positive, pourriez-vous succinctement illustrer une situation qui pourrait donner lieu à un écart négatif?

R1.2

Si la Régie approuvait une formule pour les écarts de réception et de livraison qui soit différente de l'offre du fournisseur, ceci nécessitera la création d'un compte d'écart afin d'intégrer aux

1 revenus requis du Transporteur toute divergence entre cette
2 formule et le coût d'acquisition de ces services, en vue de
3 recouvrer ce coût auprès de l'ensemble de la clientèle. Le
4 Transporteur souligne que dans cette éventualité, l'ensemble
5 de la clientèle se trouverait à assumer des frais qui découlent
6 du non-respect de programmes par certains clients.

7

8 **2. Référence :**

9

10 Pièce HQT-9, document 2, Annexe 4.

11

12 **Préambule :**

13 *« Le Transporteur peut imposer à un client du service de*
14 *transport une pénalité pour des écarts de réception en vertu de*
15 *la présente annexe ou pour des écarts de livraison en vertu de*
16 *l'annexe 5 dans le cas des écarts se produisant au cours de la*
17 *même heure, mais pas pour les deux types d'écarts sauf si ces*
18 *écarts ont un effet combiné aggravant plutôt que*
19 *compensatoire.»*

20 **Demande :**

21 **2.1** Pourriez-vous illustrer une situation où des écarts ont un effet combiné
22 aggravant plutôt que compensatoire?

23 **R2.1**

24 Voir la réponse à la question 5.1 de la demande de
25 renseignements n° 2 de la Régie.

26

27 **3. Référence :**

28

29 HQT-9, document 2, annexe 5.

30

31 **Préambule :**

32 *«Les frais du service de compensation d'écart de livraison sont*
33 *établis en fonction des tranches d'écart suivantes : (i) frais*
34 *pour une tranche d'écart de $\pm 1,5\%$ (minimum de 2 MW) par*
35 *rapport à la transaction programmée (tranche 1), applicables*
36 *sur une base horaire à tout écart de livraison qui survient à la*

1 suite d'une ou de plusieurs transactions programmées du
2 client du service de transport, devant être réglés à la fin de
3 chaque mois au moyen d'un paiement correspondant à 100 %
4 du prix incrémentiel ou du prix décrémental.

5 **Demandes :**

6 **3.1** Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'UMQ à l'effet que
7 le service de compensation d'écart de livraison tel que conçu par le
8 Transporteur ne permet pas au client de «retourner» l'énergie livrée en
9 moins (déséquilibre négatif) à tout moment au cours du mois afin de
10 mettre à zéro le compte de déséquilibre à la fin du mois.

11 **R3.1**

12 La formule proposée par le fournisseur ne permet pas au client
13 de « retourner » l'énergie livrée en moins à tout moment dans
14 le mois. Les compensations pour les écarts de réception ou de
15 livraison sont établies sur une base horaire, et ce dans
16 chacune des trois tranches.

17 **3.2** Étant donné que le règlement a lieu à la fin du mois, faut-il conclure que
18 les prix incrémentiel et décrémental sont respectivement une moyenne
19 arithmétique des trente (30) prix horaires les plus élevés au cours du
20 mois et des trente (30) prix horaires les plus bas au cours du mois ?

21 **R3.2**

22 Chaque écart est établi individuellement sur une base horaire.
23 Pour chaque jour, il y aura donc plus d'un prix utilisé pour la
24 facturation. La facturation en fin de mois ne reflétera donc pas
25 une moyenne arithmétique des 30 prix horaires les plus élevés
26 ou les plus bas au cours du mois.

27 **3.3** Considérons les situations suivantes :

Heures	1	2
Énergie programmée en MW	20	10
Énergie délivrée en MW	10	20

- 1 • Le déséquilibre négatif total au cours de l'heure 1 est de 10 MW.
- 2 • La tranche 1 est de 2 MW qui est le minimum de la tranche ;
- 3 • La tranche 2 est de 8 MW (valeur comprise entre 2 et 10)
- 4 • Au cours de l'heure 2 la situation est la même quant au
- 5 déséquilibre total et aux tranches mais on se trouve en présence
- 6 d'un déséquilibre positif.

7 Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'UMQ à l'effet que
8 si, d'ici la fin du mois, le client n'encourt pas d'autres déséquilibres, le
9 solde de la tranche 1 sera nul, étant donné que le déséquilibre négatif
10 de 2 MW encouru (heure 1) serait compensé par le déséquilibre positif
11 de 2 MW encouru (heure 2).

12 **R3.3**

13 Dans le cas présenté, les écarts ne sont pas annulés, puisque
14 ceux-ci sont calculés sur une base horaire. En posant
15 l'hypothèse que toutes les données fournies au tableau ci-
16 dessus s'appliquent au point de réception, les écarts de
17 l'heure 1 seront facturés aux prix des tranches 1 et 2 pour des
18 écarts de réception en sous-production, tandis que les écarts
19 de l'heure 2 seront payés aux prix des tranches 1 et 2 pour des
20 écarts de réception en surproduction.

21 **3.4** Nonobstant la réponse donnée à la demande 3.2, veuillez, en vous
22 basant sur les situations présentées en 3.2, présenter le calcul des
23 charges encourues par le client à la fin du mois, sous l'hypothèse que
24 le client n'encourt que ces seuls déséquilibres, (le Transporteur fera
25 des hypothèses simplifiées quant aux prix).

26 **R3.4**

27 Heure 1 : écart de réception de 10 MW dû à une sous-
28 production. Les prix suivants sont applicables :
29 Tranche 1 : 2 MW X prix incrémentiel tranche 1 (p. ex. :
30 80\$CA/MWh);
31 Tranche 2 : 110 % X 8 MW X prix incrémentiel tranche 2 (p. ex. :
32 100 \$CA/MWh).
33

1 Heure 2 : écart de réception de 10 MW dû à une surproduction.
2 Les prix suivants sont applicables :
3 Tranche 1 : 2 MW X prix décrémental tranche 1 (p. ex. :
4 50 \$CA/MWh);
5 Tranche 2 : 90 % X 8 MW X prix décrémental tranche 2 (p. ex. :
6 25 \$CA/MWh).
7

8 **3.5** L'UMQ comprend que le règlement mensuel par opposition à un
9 règlement horaire augmente les occasions d'arbitrage par le client du
10 service entre les heures de charge élevée (*Heavy Load Hours*) quand
11 l'énergie est selon toute probabilité chère et les heures de charge faible
12 (*Light Load Hours*) quand l'énergie est selon toute probabilité meilleur
13 marché. Veuillez infirmer ou confirmer la compréhension de l'UMQ en
14 élaborant succinctement.

15 **R3.5**

16 Un règlement mensuel peut augmenter, en principe, les
17 occasions d'arbitrage pour un client entre les heures de pointe
18 et les heures hors pointe; l'énergie peut être sous produite en
19 pointe et « retournée » durant les heures hors pointe.
20

21 **4. Référence :**

22
23 HQT-9, document 2, annexe 5.
24

25 **Préambule :**

26 « Prix décrémental applicable à la tranche 1 : [...] (3) Ontario :
27 prix du marché horaire de l'IESO (HOEP), plus 5,00 \$CA/MWh
28 en période de pointe ou 4,00 \$CA/MWh en période hors pointe
29 (tel que défini par le NERC) (Prix décrémental ONT)»

30 **Demandes :**

31 **4.1** Que représentent les montants de 5,00 \$CA/MWh et de 4,00
32 \$CA/MWh ?

33 **R4.1**

34 Voir la réponse à la question 6.8 de la demande de
35 renseignements n° 2 de la Régie.

1

2 **4.2** Quelle est la définition du NERC de la période hors pointe ?3 **R4.2**4 Période de pointe : de 8 h à 23 h, du lundi au samedi
5 inclusivement.6 Période hors pointe : de 23 h à 8 h tous les jours, ainsi que le
7 dimanche de 8 h à 23 h.

8

9 La période hors pointe comprend également six jours fériés
10 aux États-Unis. En 2009, ces jours sont : 1^{er} janvier, 25 mai, 4
11 juillet, 7 septembre, 26 novembre et 25 décembre.12 **4.3** Pourquoi avoir choisi la pointe telle que définie par le NERC ?13 **R4.3**14 Il s'agit de la référence utilisée dans toute l'industrie. Il est à
15 noter que cette référence est désormais du ressort du North
16 American Energy Standards Board.

17

18 **5. Référence**

19

20 HQT-9, document 2, annexe 5.

21

22 **Préambule :**23 *«Prix incrémentiel applicable aux tranches 2 et 3 : ce prix est*
24 *égal au prix horaire le plus élevé à chaque heure entre : (1)*
25 *Prix incrémentiel NY ; (2) Prix incrémentiel NA ; (3) Prix*
26 *incrémentiel ONT ; et (4) 100,00 \$CA/MWh.*27 *Prix décrémental applicable à la tranche 2 : ce prix est égal au*
28 *prix horaire le plus bas à chaque heure entre : (1) le Prix*
29 *décrémental NY ; (2) le Prix décrémental NA ; (3) le Prix*
30 *décrémental ONT ; et (4) 25,00 \$CA/MWh.»*31 **Demande :**32 **5.1** Veuillez expliquer comment le Transporteur a déterminé les montants
33 de 100,00 \$CA/MWh et de 25,00 \$CA/MWh.

1. **R5.1**

2. Voir les réponses aux questions 6.5 et 6.9 de la demande de
3. renseignements n° 2 de la Régie.
4.

5. **6. Référence :**

6.

7. HQT-9, document 2, annexe 5.
8.

9. **Préambule :**

10. i) *«Prix décrémental applicable à la tranche 3 : ce prix est de*
11. *0,00 \$/MWh.»*
12.

13. **Demande :**

14. **6.1** Veuillez expliquer pourquoi le Transporteur a retenu un prix de 0,00
15. \$/MWh pour le prix décrémental de la tranche 3.

16.

17. **R6.1**

18. Voir la réponse à la question 6.9 de la demande de
19. renseignements n° 2 de la Régie.

CONTRE-EXPERTISE DU DR REN ORANS

**Energy Imbalance Pricing
for Hydro-Québec TransÉnergie (HQT)**

Rebuttal Testimony of

Dr. Ren Orans

Energy and Environmental Economics, Inc. (E3)

101 Montgomery Street, Suite 1600

San Francisco California 94104

1. Introduction and overview

I am the Managing Partner of Energy and Environmental Economics, Inc. (E3) located at 101 Montgomery Street, Suite 1600, San Francisco, California, 94104, USA. I have been retained by Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) to evaluate the evidence on imbalance pricing filed by William K. Marshall ("WKM") on behalf of Brookfield Energy Marketing (BEMI) and Philip Raphals ("PR") on behalf of RNCREQ and UC.

My evaluation draws on my qualifications and experience described below:

- With over 25 years of experience in the electric utility business, I have worked extensively in transmission pricing, wholesale and retail rate design, electricity market reform, integrated resource planning, and transmission and distribution (T&D) planning. I have testified before state and provincial regulators on transmission pricing, electricity market reform, and asset valuation. Over the past ten years, my work has focused on transmission pricing and planning for electric utilities in North America. I received my Ph.D. in Civil Engineering from Stanford University and my B.A. in Economics from University California, Berkeley. My curriculum vitae, provided earlier, further details my qualifications and experience.
- I have testified in Québec and other Canadian provinces on transmission rate design and related matters:

- 1 • On behalf of Hydro-Québec (HQ) before the Régie in (a) HQT's 2001
2 wholesale transmission tariff; (b) 2005 Open Access Transmission
3 Tariff (OATT) application; (c) 2008 regarding the implications of using
4 different costing rules applied to wind generators.
- 5 • On behalf of British Columbia Transmission Corporation (BCTC) before
6 the British Columbia Utilities Commission (BCUC) in BCTC's 2004 open
7 access transmission tariff (OATT) application and most recently in their
8 tariff modifications in response to FERC's Order 890 requirements.
- 9 • On behalf of Ontario Power Generation (OPG) in Hydro One Network's
10 2000 transmission rate application.
- 11 • On behalf of BC Hydro before the BCUC in BC Hydro's 2008
12 Residential Rate Application and its long term plan, 1996 and 1997
13 initial wholesale transmission service rate applications before the FERC
14 and the BCUC and 1995 participation in the BCUC's Electricity Market
15 Restructure Review.

16 My evaluation yields the following findings:

- 17 1. WKM's evidence fails to recognize that as a grid operator providing default
18 imbalance service,¹ HQT must procure from suppliers that can technically
19 and reliably offer this service. In the near term, Hydro-Québec Production
20 (HQP) is the only qualified supplier of that service in Québec. To ensure

¹ HQT does not require a grid user to buy its imbalance service. HQT's OATT permits a grid user to self-supply imbalance, subject to technical and reliability performance requirements. Hence, HQT's imbalance service is consumed by a user who chooses not to self-supply.

1 full cost recovery, HQT must exactly pass, on a dollar-for-dollar basis, its
2 procurement cost for the amount of imbalance service consumed by a grid
3 user. Failure to do so may cause a revenue shortfall, whose recovery will
4 likely violate the "cost-causation" and the "user pays" principles.

5 2. WKM's recommended pricing alternative is faulty because it is contrary to
6 HQT's main function of continuing to maintain reliable grid operations with
7 rate structures based on HQT's full cost of service. Specifically, adopting
8 this pricing alternative has the potential to increase the volume of
9 deviations that will complicate, or even jeopardize, HQT's reliable grid
10 operation.

11 3. PR's evidence proposes to remove the maximum and minimum prices and
12 to eliminate price differentiation by deviation band size. Adopting this
13 proposal may result in under-collection by HQT and weaken the incentive
14 for a grid user to minimize its use of the imbalance service.

15 4. HQT's imbalance pricing is directly driven by the procurement offer from
16 HQP, the only currently eligible supplier of the imbalance service. As
17 WKM's and PR's proposals differ from HQT's proposal, their adoption may
18 adversely impact HQT's cost recovery and reliable operation. Hence,
19 these alternative proposals should be rejected by the Régie in this
20 proceeding.

1 5. To the extent that the Régie prefers to allow alternative suppliers to offer
2 balancing energy services at either predefined prices or based on supplier
3 bids, Schedule 4 and Schedule 5 of Hydro-Québec Open Access
4 Transmission Tariff (OATT), already allows for self-provision of balancing
5 energy services. No modification of the tariff is needed for this to be
6 implemented. Similar to the process established in New Brunswick, HQT
7 could aid qualifying suppliers to provide ancillary services. Interested
8 suppliers could submit proposals to HQT for pre-qualification to supply
9 energy imbalances. These services could then be purchased directly by
10 eligible buyers from the pre-qualified suppliers, possibly aided by HQT's
11 OASIS for posting bids submitted by pre-qualified suppliers. Pre-qualified
12 suppliers and eligible buyers would then transact directly as provided for in
13 HQT's OATT.

14 **2. WKM's evidence**

15 ***2.1 WKM's criticism of HQT's proposal***

16 WKM's evidence (p.3), citing the Régie's Decision D-2009-015, concurs that
17 HQT should use "a reference price for energy imbalance that is based on the
18 hourly market prices in adjacent areas." WKM's evidence (p.3) also concurs

- 1 that the band definition² and settlement rule³ in HQT's proposal are consistent
2 with the FERC pro forma tariff. However, WKM's evidence (p.4) opposes
3 HQT's imbalance pricing formula, summarized by WKM as follows:

NY incremental price = NY Zone M less 0.16 \$/MWh less HQT hourly tariff (NY Inc)
NY decremental price = NY Zone M plus 4.50 \$/MWh (NY Dec)
NE incremental price = ISO-NE (Ph2) less 6.00 \$/MWh less HQT hourly tariff (NE Inc)
NE decremental price = ISO-NE (Phase II) plus 8.00 \$/MWh (NE Dec)
Ontario incremental price = HOEP (ON Inc)
Ontario decremental price = HOEP plus 4.00 or 5.00 \$/MWh (off-peak or on-peak)
(ON Dec)

The incremental and decremental prices for each band prior to application of a +/- 10% adder for Band 2 and a +/-25% adder for Band 3 are proposed as follows:

Band 1 Incremental price = highest price of NY Inc, NE inc or ON Inc
Band 1 Decremental price = lowest price of NY Inc, NE inc or ON Inc
Band 2 Incremental price = highest price of NY Inc, NE inc, ON Inc or \$Ca100/MWh
Band 2 Decremental price = lowest price of NY Inc, NE inc, ON Inc or \$Ca 25/MWh
Band 3 Incremental price = highest price of NY Inc, NE inc, ON Inc or \$Ca100/MWh
Band 3 Decremental price = \$Ca 0/MWh

4 WKM argues that:

- 5 • HQT's proposed formula is not comparable with the FERC Orders because
6 it has more than one price (WKM, p.4).
7 • The formula is unduly discriminatory, with multiple incremental and
8 decremental prices by band (WKM, p.5)
9 • The formula contains minimum prices for negative deviations (e.g., actual
10 delivery - scheduled delivery < 0) and maximum prices for positive
11 deviations (e.g., actual delivery - scheduled delivery > 0). These minimum
12 and maximum prices are punitive, because they are beyond the adders in
13 the FERC pro forma tariff (WKM, p.5).

² Band 1: up to 1.5% (under 2 MW); Band 2: 1.5%-7.5% (2-10 MW); and Band 3: over 7.5%.

³ No adder to incremental cost for Band 1, a +/- 10% adder for Band 2, and +/-25% adder for Band 3.

1 **2.2 WKM's proposal**

2 After stating that "there can not be two prices in the same hour (one for
3 incremental cost and one for decremental cost)," WKM's proposal (p.7) is as
4 follows:

- If Hydro-Quebec is a net importer of energy in the hour of concern¹ it is acting as a purchaser so the markets from which it is purchasing determine its incremental cost. Unlike the Hydro-Quebec proposal the last 10 MW would not come from the lowest priced market. Rather, Hydro-Quebec would purchase as much lower priced energy as possible and the last 10 MW would come from the highest priced market from which it is importing plus delivery costs to get it to Quebec. Even if this import is for a wheel through to a different export market it is still the cost to Hydro-Quebec of the last 10 MW dispatched. Recall the FERC definition for incremental cost which is the "*actual average hourly cost of the last 10 MW dispatched for any purpose, e.g., to supply the Transmission Provider's Native Load Customers, correct imbalances, or make off-system sales.*" (Underlines added for emphasis). If a Transmission Customer is long and provides surplus energy Hydro-Quebec pays the same price as it did to purchase its last 10 MW. If the Transmission Customer is short then its pays the same price as the export market from which Hydro-Quebec obtained the energy and Hydro-Quebec is kept whole.
- If Hydro-Quebec is a net exporter of energy in the hour of concern then it is acting as a seller so the markets to which it is exporting determine its opportunity cost value. Again, unlike the Hydro-Quebec proposal the last 10 MW would not come from the highest priced market. Rather, Hydro-Quebec would sell as much energy as possible to the highest priced markets and the last 10 MW dispatched would be destined for the lowest priced market to which it is exporting. By using this lowest priced export market as a proxy we can determine the net back opportunity cost for energy in Quebec. If a Transmission Customer is short energy Hydro-Quebec supplies it at the same opportunity value that it is making for its last 10 MW of off system sales. If the Transmission Customer is long and supplies surplus energy to Hydro-Quebec it gets paid the same value that Hydro-Quebec would have received. Hydro-Quebec does not lose money and gets to keep its energy for use in another hour.

1 **3. Rebuttal to WKM's evidence**

2 ***3.1 HQT as an imbalance service provider***

3 Responding to WKM's criticism of HQT's proposal requires the contextual
4 background of HQT as a provider of imbalance energy service. Since HQT's
5 OATT, which has been approved by the Régie, permits a grid user to self-
6 supply imbalance energy, HQT is a "default" provider of imbalance energy
7 service to a user who chooses not to self-supply. In other words, any grid user
8 can procure its own imbalance energy service, so long as the chosen supplier
9 is verified to be capable of providing such service.

10 As Québec's grid operator, HQT provides the imbalance energy service to
11 facilitate open and comparable transmission service under its OATT. The
12 service is critical to HQT's reliability because absent this service, HQT will
13 have load-resource imbalance whose resolution may require transmission
14 service curtailment.

15 HQT does not own or control any generation resources. Nor does it control or
16 serve any loads. In order to provide the imbalance service, HQT must procure
17 from suppliers that can technically and reliably offer this service. At present,
18 HQT is the only demonstrated qualified supplier for this service. Since its
19 inception, HQT has been procuring the imbalance service from HQT.

1 HQT does not profit from its imbalance service. To ensure full cost recovery,
2 HQT must exactly pass, on a dollar-for-dollar basis, its procurement cost for
3 the amount of imbalance service consumed by a user. Failure to do so will
4 cause a revenue shortfall that must be recovered from (1) all HQT's customers
5 or (2) all users of the imbalance service. In either case, the recovery will
6 violate the "cost-causation" and the "user pays" principles. Moreover, failure
7 to do so places the transmission provider in the compromised position of
8 having a financial interest in energy markets.

9 To see this point, consider an example that assumes two imbalance service
10 users: A and B. Suppose user A's imbalance costs the grid operator \$20 and
11 user B's imbalance \$60 based on the price terms at which the grid operator
12 transacts with an imbalance service supplier. The principle of cost-causation
13 requires that \$20 be assigned to user A and \$60 to user B. The principle of
14 user-pays requires that user A pay \$20 and user B \$60.

15 Now suppose the actual payments are \$30 from user A and \$45 from user B.
16 These payments are based on the price terms in the OATT that differ from
17 those at which the grid operator transacts with an imbalance service supplier.
18 Hence, user A over-pays \$10 ($= \$30 - \$20$) and user B under-pays \$15 ($= \$60$
19 $- \$45$), violating the cost-causation and user-pays principles. Finally, there is
20 still a \$5 shortfall to be recovered. If this amount is to be collected from the
21 two users, the recovery exacerbates the over- and under-payments. If the

1 shortfall is to be collected from all grid users besides users A and B, it results
2 in cross-subsidy since the other users do not use the imbalance service.

3 The above example illustrates that when the imbalance costs are not fully
4 passed on to transmission customers, the transmission provider is
5 transformed from a neutral facilitator between the supplier and users of
6 imbalance energy to an entity having an energy position. Moreover, this
7 would jeopardize Hydro-Québec's functional separation between the
8 transmission provider (HQT) and the market participant (HQP) because HQT
9 would become involved in energy trading, buying electricity at a price different
10 from what it would sell it to its transmission customers.

11 **3.2 Are WKM's criticisms valid?**

12 WKM (p.4) argues that HQT's proposal of incremental and decremental prices
13 is unduly discriminatory. The argument overlooks the fact that HQT has no
14 profit incentive for price discrimination. HQT's pricing formula exactly mirrors
15 the imbalance procurement offer from HQP. This is necessary for HQT's full
16 cost recovery in accordance with each user's consumption of the service.

17 WKM (p.5) argues that HQT's formula should not have minimum and
18 maximum prices. WKM misinterprets the minimum and maximum prices,
19 referring to them as "excessive penalty charges" (p.5) and suggesting that

1 HQT could reap a "windfall gain" as a result (p.6). In fact, the minimum and
2 maximum prices are not penalties set by HQT, but instead are dictated by the
3 procurement offer from HQT. In passing these costs through to the imbalance
4 energy customer, HQT receives no financial benefit. Rather, this pass through
5 ensures HQT's full cost recovery, thus preventing cross-subsidization of an
6 energy imbalance customer by other customers. Moreover, the minimum and
7 maximum prices help eliminate the arbitrage opportunity that a grid user may
8 exploit at the expense of HQT's reliable grid operation. This is because a user
9 with insufficient (surplus) injection relative to the scheduled amount would
10 have to pay (accept) a high (low) price when compared to the
11 contemporaneous market prices.

12 ***3.3 Is WKM's proposal reasonable?***

13 WKM's proposal is to set a single imbalance price: (1) if Québec is a net
14 importer, the price would be based on the highest priced market from which
15 Québec is importing; and (2) if Québec is a net exporter, the price would be
16 based on the lowest priced market to which Québec is exporting.

17 My evaluation of this proposal concludes that it should not be adopted by the
18 Régie in this proceeding. This conclusion is based on the following:

- 1 • WKM's recommendation has price terms different from those in the
2 imbalance offer from HQP, raising the likelihood of under-collection by
3 HQT.
- 4 • While a grid user may control its consumption of imbalance service, HQT
5 must procure the amount demanded by a grid user of the service. WKM's
6 proposed formula states that HQT may have to buy energy at a price
7 based on the highest priced market and sell at a price based on the lowest
8 priced market. A profit-making grid user has the incentive to make HQT
9 "buy high - sell low", as explained below.
- 10 • WKM's recommendation offers arbitrage opportunities to grid users that
11 can harm HQT's grid reliability. These arbitrage opportunities may be
12 contemporaneous or time-based. To see how contemporaneous arbitrage
13 opportunities are created by WKM's proposal, consider the following two
14 cases based on a hypothetical generator that has scheduled an export
15 transaction from Québec to New York, assumed to be not the highest or
16 lowest priced market of the three used in WKM's proposed formula:
- 17 ○ Case 1. If Québec is a net importer, the generator has the incentive
18 to over-inject to enjoy the imbalance price based on the highest
19 priced market. For example, suppose the generator has a contract
20 to export to New York, and the per MWH revenue from the export is
21 \$60/MWH. Further suppose that during this hour HQT is a net
22 importer of energy, and thus the incremental and decremental price
23 for imbalance energy is based on the highest price in neighboring

1 markets plus transportation, as per WKM's proposal. If this
2 imbalance price is higher, say \$70/MWH, the generator has the
3 incentive to over-inject to earn HQT's \$70/MWH price. Eliminating
4 the over-injection incentive requires a reduction in HQT's imbalance
5 price. This price reduction can be accomplished by basing HQT's
6 buy price on the lowest priced market, not the highest priced market
7 as in WKM's proposal.

- 8 ○ Case 2: If Québec is a net exporter, the generator has an incentive
9 to under-inject to take advantage of the imbalance price based on
10 the lowest priced market. To see this point, suppose, similar to the
11 example above, that the generator has a contract for export to New
12 York, the price is \$60/MWH, HQT is a net exporter, and the lowest
13 neighboring price plus transportation (and hence the balancing
14 energy price) is \$50/MWH. The generator has the incentive to
15 under-inject because each MWH under-injection yields a per MWH
16 profit of \$10/MWH (= \$60 - \$50). To eliminate the under-injection
17 incentive, HQT's imbalance price needs to be raised above
18 \$60/MWH. This can be accomplished by basing the sell price on
19 the highest priced market, not the lowest priced market as in WKM's
20 proposal.

- 21 • As mentioned above, WKM's proposal also creates time-based arbitrage
22 opportunities for generators with storage. To see this point, suppose that a
23 hydro generator has a contract for export to New York at a fixed price of

1 \$60/MWH. Further suppose that the price given by WKM's imbalance
2 energy pricing proposal is high at \$100/MWH, the result of a heat wave or
3 a major generation outage. The generator has an incentive to over-inject
4 during this high-price period in order to enjoy the higher revenues.
5 Relative to the export contract price of \$60/MWH, the gain from over-
6 injection is \$40/MWH ($= \$100 - \$60$). Now suppose prices later fall such
7 that the imbalance energy price given by WKM's proposal is \$40/MWH.
8 The generator can under-inject and pay an imbalance energy price of
9 \$40/MWH to meet the export delivery, yielding a \$20/MWH profit ($= \$60 -$
10 \$40). The total gain from the over- and under-injection is \$60 ($= \$40 +$
11 \$20), the inter-temporal difference between the initial high \$100/MWH price
12 and the subsequent low \$40/MWH price. Such inter-temporal price
13 differences give the hydro generator a strong incentive to "lean on the
14 system."
15 • It is not desirable that HQT become a market participant, by buying/selling
16 electricity to its transmission customers causing energy imbalances at a
17 price different from the price at which it transacts with HQP because this
18 would create a conflict with HQ's functional separation.

19 **4. Rebuttal to PR's evidence**

20 PR proposes that (a) the incremental (decremental) price should be the
21 highest (lowest) hourly price for each hour in Ontario, New York and New

1 England; and (b) the incremental and decremental prices should not have a
2 minimum or maximum and should not vary by deviation band. PR's evidence
3 argues that the resulting prices meet the objective of offering fair
4 compensation to the service provider.

5 My evaluation of this proposal concludes that it should not be adopted by the
6 Régie for the following reasons:

- 7 • To ensure full recovery of HQT's procurement cost for imbalance service,
8 imbalance pricing must mirror the offer from HQP. Thus, PR's proposed
9 modification may cause under-collection.
- 10 • PR's proposal does not discourage users from over- or under-scheduling.
11 To discourage grid users from over- or under-scheduling, HQT's proposed
12 formula uses Bands 2 and 3 to identify large deviations and set prices.
13 Incorporating the minimum and maximum prices, the formula widens the
14 spread between the incremental and decremental prices by band size to
15 discourage large deviations.

16 PR also argues that the NYISO Schedule 4 Imbalance Energy Service pricing
17 is not a valid reference point for HQT because Schedule 4 may never have
18 actually been applied to any customer transactions. This argument ignores
19 the difference in market structures between HQT and the NYISO:

- 20 • HQT is not a power pool and does not have real-time market prices.
21 Hence, HQT cannot price its imbalance service like the NYISO that allows

1 its participating customers to settle over- and under-injections at real-time
2 market prices.

3 • Schedule 4 in the NYISO's OATT applies to any customer who is not a
4 pool participant, exactly the type of customer of relevance to HQT.
5 Whether or not the tariff has actually been triggered by any customer
6 transactions does not negate the fact that it is the tariff of record for such
7 transactions. PR's argument that if there were more NYISO customers to
8 whom the tariff applied, it "would have had to be amended," is purely
9 speculative.

10 To be sure, renewable, non-dispatchable generators have less control over
11 their energy output profile. However, renewable, non-dispatchable generators
12 are exempted from Band 3 of HQT's proposal. Further, it is my understanding
13 that Hydro-Québec Distribution (HQD), under Native-Load Transmission
14 Service, provides balancing and firming services to all existing wind
15 generators that have signed contracts with HQD. Thus, the most significant
16 source of renewable, non-dispatchable generation in Québec is not subject to
17 the imbalance energy pricing, which is applicable only to Point-to-Point
18 Transmission Services.

1 **5. Conclusion**

2 As a grid operator that provides open and comparable transmission access,
3 HQT must provide imbalance service under its OATT approved by the Régie.
4 As HQT does not own resources or control loads, it must currently procure
5 imbalance from the only qualified supplier in the province, HQP. HQT's
6 imbalance proposal is driven by the procurement offer from HQP. As WKM's
7 or PR's proposals differ from HQT's proposal, their adoption may adversely
8 impact HQT's full cost recovery. Further, the WKM and PR proposals create
9 opportunities for arbitrage through deliberate over- or under-injection,
10 complicating or even jeopardizing HQT's continued reliable operation of the
11 transmission system. Hence, these alternative proposals should be rejected
12 by the Régie in this proceeding.

13 To the extent that the Régie prefers to allow alternative suppliers to offer
14 balancing energy services at either predefined prices or based on supplier
15 bids, the Régie could adopt HQT's proposal as a default supplier of balancing
16 energy and direct HQT to accept proposals from third parties to become pre-
17 qualified suppliers for energy imbalances. As I mentioned earlier, the existing
18 OATT already allows for self supply and this would be a first step to facilitate
19 the development of alternative suppliers in Québec.

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 4
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE
(« RÉGIE »)**

1 **Demande :**

2 **5.1** Veuillez[z] préciser si vous avez tenu compte, dans votre rapport, de
3 l'ordonnance 890D de la FERC. Expliquer.

4 Cette question et les suivantes portent sur les expertises de Philip Q.
5 Hanser et de Ren Orans, respectivement. Le Transporteur a fait traduire
6 ces questions et les a soumises à ceux-ci. Le Transporteur réfère aux
7 questions traduites et aux réponses fournies par ceux-ci, lesquelles sont
8 reproduites ci-dessous.

9 *Please specify whether in your report you have taken into account FERC*
10 *Order No. 890D. Explain.*

11 **R5.1**

12 Order 890-D does not address issues related to ATC coordination and it
13 was therefore not considered in the scope of my mandate.

14 **CONTRE-EXPERTISES**

15 **Tarification des écarts de réception**

- 16 **6. Références :** (i) Pièce B-110, HQT-12, document 2 en liasse, Contre-
17 expertise du Dr Ren Orans, page 12 ;
18 (ii) Pièce B-73, HQT-7, document 1, Pro forma Open Access
19 Transmission Tariff, Original Sheet No.137.

20 **Préambule :**

21 (i) « *In fact, the minimum and maximum prices are not penalties set by HQT, but*
22 *instead are dictated by the procurement offer from HQP. »*

23 (i) « *For purposes of this Schedule, incremental cost and decremental cost*
24 *represent the Transmission Provider's actual average hourly cost of the last 10 MW*
25 *dispatched for any purpose, e.g., to supply the Transmission Provider's Native Load*
26 *Customers, correct imbalances, or make off-system sales, based on the replacement*
27 *cost of fuel, unit heat rates, start-up costs (including any commitment and redispatch*
28 *costs), incremental operation and maintenance costs, and purchased and interchange*
29 *power costs and taxes, as applicable. »*

30 **Demandes :**

31 **6.1** Veuillez expliquer en quoi les prix incrémentiels et décrémentiels proposés
32 pour le palier 2, notamment l'introduction de seuils de 100,00 \$/CA/MWh et
33 25 \$/CA/MWh, reflètent le coût de correction de l'écart ou le coût d'opportunité
34 pour le fournisseur du service.

1 *Please explain in what way the incremental and decremental prices for Band 2,*
2 *notably introducing CA\$100/MWh and CA\$25/MWh thresholds, reflect the cost*
3 *of correcting the imbalance or the opportunity cost for the service provider.*

4 **R6.1**

5 To see how HQP's Band 2 pricing is related to opportunity cost pricing, I
6 ignore the $\pm 10\%$ adder for the time being and consider the following four
7 cases which focus on the additional pricing components of \$25 and
8 \$100/MWh used in Band 2:

- 9 • Case 1: Adjusted market price for export is above \$100/MWh and
10 adjusted market price for import is below \$25/MWh. In this case,
11 HQP's Band 2 pricing is the same as opportunity cost pricing.
- 12 • Case 2: Adjusted market price for export is above \$100/MWh and
13 adjusted market price for import is above \$25/MWh. In this case,
14 HQP's Band 2 pricing for under-injection is the opportunity cost for
15 export. However, over-injection receives the \$25/MWh rate, less than
16 the opportunity cost for import.
- 17 • Case 3: Adjusted market price for export is below \$100/MWh and
18 adjusted market price for import is below \$25/MWh. In this case,
19 HQP's Band 2 pricing for under-injection is \$100/MWh, above the
20 opportunity cost for export. Over-injection, however, receives a rate
21 equal to the opportunity cost for import.
- 22 • Case 4: Adjusted market price for export is below \$100/MWh and
23 adjusted market price for import is above \$25/MWh. In this case,
24 HQP's Band 2 pricing for under-injection is \$100/MWh, above the
25 opportunity cost for export. The rate for over-injection is \$25/MWh,
26 below the opportunity cost for import.

27 **6.2** Même question pour le palier 3, avec les adaptations nécessaires.

28 *The same question for Band 3, with the necessary adjustments.*

29 **R6.2**

30 Ignoring the $\pm 25\%$ adder for the time being, I consider the following two
31 cases to see how HQP's Band 3 pricing is related to opportunity cost
32 pricing:

- 33 • Case 1: Adjusted market price for export is above \$100/MWh. In this
34 case, HQP's Band 3 pricing of under-injection is the opportunity cost
35 for export. The rate for over-injection is \$0/MWh, below the
36 opportunity cost for import.
- 37 • Case 2: Adjusted market price for export is below \$100/MWh. In this
38 case, HQP's Band 2 pricing for under-injection is \$100, above the
39 opportunity cost for export. The rate for over-injection is \$0/MWh,
40 below the opportunity cost for import.

1 The above two cases indicate that HQP's Band 3 pricing diverges from
2 opportunity cost pricing, so as to strongly discourage over- and
3 under-injection.

4 **7. Référence :** Pièce B-110- HQT-12, document 2 en liasse, Contre-expertise
5 du Dr Ren Orans, page 12.

6 **Préambule :**

7 *« Moreover, the minimum and maximum prices help eliminate the arbitrage*
8 *opportunity that a grid user may exploit at the expense of HQT's reliable grid*
9 *operation. »*

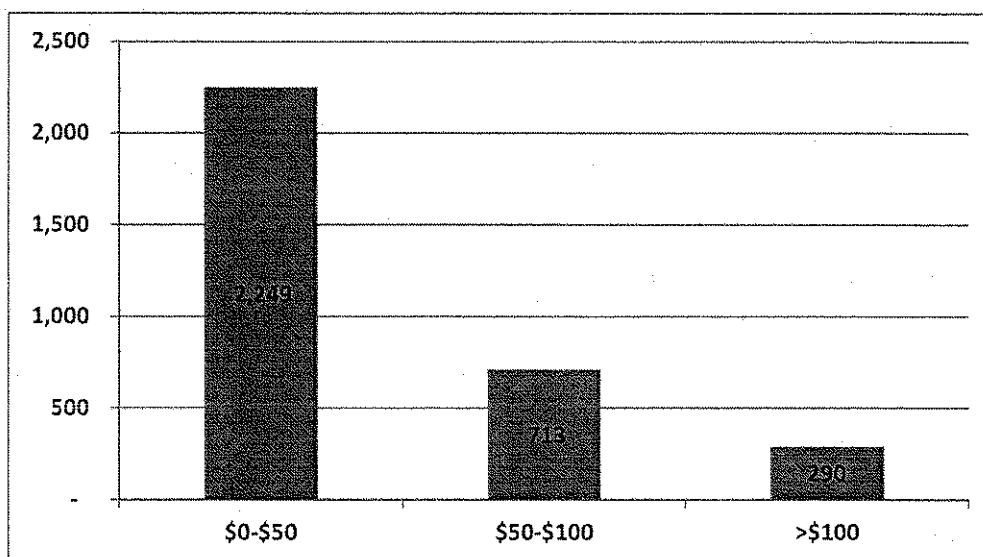
10 **Demande :**

11 **7.1** Veuillez expliquer en quoi l'application des pénalités de 10 % et de 25 % au
12 prix de marché pour les paliers 2 et 3 ne suffirait pas pour éliminer les
13 opportunités d'arbitrage des clients au dépend de la fiabilité du réseau du
14 Transporteur.

15 *Please explain why applying 10% and 25% penalties to the market price for*
16 *bands 2 and 3 would not suffice to eliminate customer arbitrage detrimental to*
17 *the reliability of the Transmission Provider's system.*

18 **R7.1**

19 For the purposes of responding to this question, I am assuming that we
20 use WKM's proposal. To test if the 25% penalty under WKM's proposed
21 imbalance pricing would suffice, I compute the annual profit of a 1-MW
22 over-injection during high-price hours and 1-MW under-injection during
23 low-price hours. Figure 1 below shows (a) about 2,200 trades that yield a
24 per MWh profit of \$0-\$50; (b) about 700 trades that yield a per MWh profit
25 of \$50-\$100/MWh; and (c) about 300 trades that yield a per MWh profit of
26 over \$100. While the 25% penalty removes profitable trading for about
27 1,050 hours, the annual profit is still \$158,000 for each MW of over/under
28 injection. Thus, the 25% penalty does not completely eliminate the
29 incentive for the generator to over- and under-inject.



- 1 Figure 1: Annual number of trades by per MWh profit range (with the $\pm 25\%$ adder)
- 2 based on the 2008 price data for Ontario, New York and New England.

