

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE
À LA DEMANDE D'APPROBATION DE L'ENTENTE (L'ENTENTE) RELATIVE À LA SUSPENSION
TEMPORAIRE DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À LA CENTRALE DE BÉCANCOUR,
INTERVENUE ENTRE HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION
D'ÉLECTRICITÉ (LE DISTRIBUTEUR) ET TRANSCANADA ENERGY LTD (TCE)**

ANALYSE ECONOMIQUE

1. Référence : Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 7, 8 et 19.

Préambule :

À propos du suivi de la suspension des activités de TCE en 2009, le Distributeur explique aux pages 7 et 8 que :

« À l'examen du site OASIS d'Hydro-Québec TransÉnergie, le Distributeur constate, qu'à compter de juillet 2009, le niveau anticipé d'exportations vers les marchés limitrophes au Québec sera très élevé. En effet, d'importantes réservations de service point à point de transport ferme ont été faites par des utilisateurs du réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie autres que le Distributeur. Enfin, puisque qu'à compter de juillet 2009 les frais de réservation du service point à point sont déjà engagés par des tiers et, en cela, intégrés aux revenus du Transporteur, le Distributeur ne prévoit pas bénéficier d'une récupération additionnelle de ces coûts au bénéfice de la charge locale. » (nous soulignons)

La Régie comprend du tableau de la page 19 que le Distributeur ne prévoit également aucune récupération de coûts relatifs au service de point à point pour l'année 2010. En effet, le Distributeur soustrait du prix de revente sur le marché NYISO un montant de 8,26 \$/MWh, représentant le coût unitaire du service de point à point d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur ou Hydro-Québec TransÉnergie).

Demandes :

- 1.1** Veuillez produire les références, notamment celles afférentes au dossier tarifaire du Transporteur (R-3669-2008), permettant de conclure à l'absence de récupération des coûts relatifs au service de point à point du Transporteur à compter de juillet 2009.
- 1.2** Veuillez expliquer comment le Distributeur en arrive également à la conclusion que, pour l'année 2010, il ne bénéficiera d'aucune récupération de coûts relativement au service de point à point du Transporteur.

- 2. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 11 et 19;
(ii) Dossier R-3673-2008, pièce B-5-HQD-2, document 2, pages 3 et 4.

Préambule :

À la page 11 de la référence (i), le Distributeur relève l'importance des réservations prévues en 2010 sur le réseau de transport :

« À l'examen du site OASIS d'Hydro-Québec TransÉnergie, on constate, à l'instar de 2009, qu'au cours de l'année 2010, d'importantes réservations de service point à point de transport ferme sur les interconnexions vers les marchés de New York, de la Nouvelle-Angleterre et de l'Ontario. Ainsi, les interconnexions sont réservées à pleine capacité en mode exportation, notamment celles vers New York. Ces réservations permettent au Distributeur d'anticiper que d'importants volumes d'énergie seront mis en vente sur ces marchés. » (nous soulignons)

Au tableau de la page 19 de la référence (i), la Régie note que le Distributeur applique, pour chacune des années de 2008 à 2010, un ajustement de - 5 \$/MWh au prix de revente de l'énergie sur le marché NYISO. Elle note également que le *basis* de la zone A à M sur le NYISO est évalué à 4,87 \$/MWh pour 2010, alors qu'il était évalué à 6,33 \$/MWh pour 2009 (colonne R-3673-2008) et à 5,48 \$/MWh pour 2008 (colonne R-3649-2007).

Demandes :

- 2.1** Considérant les importantes réservations observées sur OASIS, notamment les réservations à pleine capacité en mode exportation sur New York, et considérant le caractère public de cette information, veuillez justifier le maintien de l'ajustement de - 5 \$/MWh sur le prix de revente pour l'année 2010.

En particulier, veuillez expliquer pourquoi cet ajustement ne serait pas, dans le contexte actuel, en partie intégré dans les prix à termes de la zone A et/ou du *basis* de A à M présentés par le Distributeur.

- 2.2** Veuillez déposer un tableau des prix unitaires moyens mensuels obtenus pour la revente d'énergie au cours de l'année 2008, en comparaison d'un indicateur de prix du marché NYISO zone M (DAM) et d'un indicateur de prix du marché de la Nouvelle-Angleterre (par exemple, celui de la référence ii). Veuillez expliquer les hypothèses sous-jacentes à l'établissement de ces indicateurs de prix de marché.
- 2.3** Veuillez reproduire le tableau de la page 19 de la référence (i), en substituant le marché de New York par celui de la Nouvelle-Angleterre. Le cas échéant, veuillez expliquer les écarts importants de rentabilité de la revente entre ces deux marchés.

- 3. Référence :** Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 19.

Préambule :

Le Distributeur prévoit, pour l'année 2010, un coût de l'énergie de TCE de 71,39 \$/MWh.

Demande :

- 3.1** La Régie adresse au Distributeur une question de nature confidentielle sur le coût de l'énergie de TCE. Elle lui demande que la réponse à cette question soit déposée sous pli confidentiel.

REVENTE DES SURPLUS D'ÉNERGIE

- 4. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 10 et 11;
(ii) <http://www.transenergie.com/oasis>, consulté le 13 juillet 2009.

Préambule :

Selon les scénarios présentés par le Distributeur à la référence (i), le niveau des reventes en 2010 serait de 5,4 TWh sans la suspension des livraisons de TCE. La suspension de ces livraisons permettrait de réduire à 1,4 TWh le niveau des reventes.

À la même référence, le Distributeur expose le contexte d'utilisation des interconnexions en 2010 :

« À l'examen du site OASIS d'Hydro-Québec TransÉnergie, on constate, à l'instar de 2009, qu'au cours de l'année 2010, d'importantes réservations de service point à point de transport ferme sur les interconnexions vers les marchés de New York, de la Nouvelle-Angleterre et de l'Ontario. Ainsi, les interconnexions sont réservées à pleine capacité en mode exportation, notamment celles vers New York. Ces réservations permettent au Distributeur d'anticiper que d'importants volumes d'énergie seront mis en vente sur ces marchés.

Le marché du Nouveau-Brunswick et l'accès du marché de la Nouvelle-Angleterre via le réseau de transport géré par l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick (l'ERNB) seront également fortement limités en 2010. D'une part, l'ERNB a octroyé à Marketing d'énergie Hydro-Québec des réservations de transport de 300 MW, du Nouveau-Brunswick vers l'État du Maine, pour une période 15 ans. Cet octroi fait suite à la période de soumission visant la capacité d'exportation vers les États-Unis de la nouvelle ligne de transport de la Corporation de transport Énergie NB, reliant Pointe Lepreau à la frontière entre le Maine et le Nouveau-Brunswick. Le Distributeur anticipe qu'Hydro-Québec Production exportera de façon soutenue vers cette province afin de profiter de leur nouvel accès au marché américain. D'autre part, la remise en service de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau augmentera l'offre d'énergie destinée aux marchés américains. » (nous soulignons)

Demandes :

- 4.1** La Régie comprend que les interconnexions réservées « à pleine capacité » auxquelles fait référence le Distributeur sont celles vers les marchés de New York (HQT-MASS), de la Nouvelle-Angleterre (HQT-NE) et de l'Ontario (HQT-ON). Veuillez confirmer ou au besoin corriger la compréhension de la Régie.

- 4.2 La référence (ii) indique une capacité de transit garantie disponible (NATC) supérieure à 900 MW en janvier 2010 sur l'interconnexion HQT-NB. Veuillez fournir les NATC annuel et mensuels en 2010 sur cette interconnexion. Veuillez également commenter la possibilité d'écouler des surplus de 5,4 TWh au Nouveau-Brunswick (soit 615 MW sur la base de livraisons uniformes sur un an) via cette interconnexion.
- 4.3 Veuillez fournir la capacité totale de transit (TTC) et les NATC annuel et mensuels en 2010 entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre.
- 4.4 Veuillez indiquer la date prévue de la remise en service de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau ainsi que sa capacité de production en puissance et en énergie.
- 4.5 Veuillez commenter la faisabilité d'écouler, via l'ensemble des interconnexions, des surplus de l'ordre de 5,4 TWh et de 1,4 TWh en 2010, en tenant compte des réponses aux questions précédentes.
5. **Références :** (i) Décision D-2008-114, page 5;
(ii) Rapport annuel 2008 d'Hydro-Québec, page 59.

Préambule :

À la référence (i), la décision relative à la prolongation de la suspension des activités de TCE en 2009 fournit l'historique des transits en mode livraison sur les interconnexions : « *11 172 GWh pour 2005, 12 346 GWh pour 2006 et [...] 16 845 GWh pour l'année 2007* ».

La référence (ii) indique que les ventes hors Québec d'Hydro-Québec Production ont été de 17,5 TWh en 2007 et de 21,1 TWh en 2008.

Demandes :

- 5.1 Veuillez expliquer l'écart en 2007 entre le transit en mode livraison de 16,8 TWh indiqué à la référence (i) et les ventes hors Québec de 17,5 TWh indiquées à la référence (ii).
- 5.2 Veuillez fournir le transit en mode livraison sur les interconnexions, si possible en GWh, pour l'année 2008.
- 5.3 Veuillez estimer les transits en mode livraison sur les interconnexions en 2009 et en 2010.

CLAUSES DE L'ENTENTE

6. **Référence :** Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 12.

Préambule :

Le Distributeur indique que « *Les termes de l'Entente sont à peu de choses près identiques à ceux de l'entente conclue en 2007. Outre quelques ajustements mineurs au texte de l'entente initiale, les nouvelles dispositions de l'Entente découlent de ce qui suit [...]* ».

Demande :

- 6.1 Veuillez déposer sous pli confidentiel le texte non caviardé de l'entente conclue le 29 juin 2009, en indiquant les modifications par rapport à l'entente conclue le 30 novembre 2007.

7. **Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 12;
(ii) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 4.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique que :

« L'Entente prévoit que la période de suspension peut être prolongée, année après année, selon les besoins du Distributeur. Le cas échéant, le Distributeur informera le fournisseur au plus tard le 2 juillet précédant l'entrée en vigueur de l'année de prolongation. Il en avisera simultanément la Régie et se conformera à la procédure que celle-ci fixera. »

À la référence (ii), l'article 11 de l'Entente prévoit que la période de suspension peut être prolongée, année après année, à condition que TCE reçoive : a) une demande du Distributeur à cet égard avant le 2 juillet à 10 heures; 2) les confirmations ou les autorisations du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, au plus tard le 31 octobre. Dans ce cas, la période de suspension est prolongée d'un an, sous réserve de l'approbation de la Régie.

Demandes :

- 7.1 Veuillez indiquer la date limite à laquelle la Régie devra rendre une décision relativement à une demande de prolongation de la suspension.
- 7.2 Veuillez indiquer la date à laquelle le Distributeur peut fournir, dans cadre d'une éventuelle demande de prolongation de la suspension, un niveau d'informations semblable à celui du présent dossier.

8. **Référence :** Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 12 et 13.

Préambule :

Le projet de loi numéro 42 intitulé *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement et d'autres dispositions législatives en matière de changements climatiques* prévoit, entre autres, que :

« [...] le gouvernement fixe des cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il prévoit aussi la possibilité d'établir par règlement ce qui est nécessaire à l'établissement d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission. Le projet de loi prévoit que certains émetteurs devront couvrir leurs émissions de gaz à effet de serre par un nombre équivalent de droits d'émission. La détermination de l'année de base à prendre en compte afin de fixer une cible de réduction des émissions est donc cruciale. [...] L'Entente (article 38) [...] prévoit simplement que TCE sera tenue indemne des effets que la suspension de la production de la

centrale de Bécancour pourrait avoir eu égard au cadre réglementaire qui sera mis en place par le gouvernement du Québec. La législation et la réglementation à l'égard de la mise en place d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission se précisera, quant à ses modalités de fonctionnement, dans les années à venir. » (nous soulignons)

Demandes :

- 8.1** Veuillez indiquer les conséquences financières que pourrait avoir la détermination d'une ou plusieurs années de base pendant laquelle (lesquelles) les activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour sont suspendues.
- 8.2** Veuillez évaluer les risques pour le Distributeur de s'engager à tenir TCE indemne des effets de la suspension de la production de la centrale de Bécancour, compte tenu que la législation et la réglementation à l'égard de la mise en place d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission ne se préciseront que dans les années à venir.

REMPLACEMENT DE LA PUISSANCE

- 9. Références :**
- (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 15;
 - (ii) État d'avancement 2008 du plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur, page 29;
 - (iii) Rapport annuel 2008 du Distributeur, pièce HQD-3, document 2.1, page 4.

Préambule :

La référence (i) fait état de la mention suivante :

« L'arrêt de la centrale nécessitera vraisemblablement l'acquisition de 140 MW de puissance additionnelle. Le Distributeur solliciterait donc des engagements additionnels d'électricité interruptible, au cours des mois de janvier à mars inclusivement. Ce coût est estimé à 0,9 M\$. »

Le tableau de la référence (ii), daté du 31 octobre 2008, montre que la contribution de l'électricité interruptible pourrait passer de 735 MW pour l'hiver 2008-2009 à 1 000 MW pour les hivers subséquents. Le rapport de la référence (iii), daté du 1^{er} juin 2009, précise que la puissance effective totale de l'option d'électricité interruptible a varié de 601 à 675 MW au cours de l'hiver 2008-2009.

Demandes :

- 9.1** Veuillez fournir un bilan en puissance pour les hivers 2009-2010 et 2010-2011, similaire à celui fourni à la référence (ii) et montrant le calcul de la puissance additionnelle requise de 140 MW.
- 9.2** Considérant les informations citées au second paragraphe du préambule, veuillez commenter la possibilité d'obtenir une contribution additionnelle de l'électricité

interruptible de 140 MW pour les hivers 2009-2010 et 2010-2011. En cas d'impossibilité de recours à une telle contribution additionnelle, veuillez exposer la stratégie d'approvisionnement alternative du Distributeur.

GÉNÉRAL

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 18;
 - (ii) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 4.

Préambule :

Le tableau de la référence (i) montre que le Distributeur aura des approvisionnements supérieurs à ses besoins jusqu'en 2020, en tenant compte des conventions signées avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité.

Dans l'entente conclue avec TCE, les articles 11 et 12 de la référence (ii) ouvrent la possibilité au Distributeur de demander la prolongation de la suspension des activités de production de la centrale de Bécancour pour d'autres années au-delà de 2010.

Demandes :

- 10.1** Le Distributeur doit encourir des coûts annuels substantiels pour suspendre la production d'électricité de la centrale de TCE en raison de la situation actuelle de surplus énergétiques, laquelle est susceptible de perdurer au cours des prochaines années. Dans le but de minimiser ses coûts d'approvisionnement, veuillez indiquer si le Distributeur a examiné des avenues possibles autres que la suspension du contrat. Si tel est le cas, veuillez faire le bilan des résultats de cet examen.
- 10.2** Si le Distributeur n'a pas envisagé ce genre de solutions alternatives à la suspension récurrente de la production de la centrale de TCE, veuillez expliquer pourquoi.