

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE LA RÉGIE**



## **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.

### **Réponse :**

**Le Distributeur désire préciser ses propos concernant la non récupération des coûts relatifs au service de transport point à point pour l'année 2010. Les propos du Distributeur cités en préambule sont plutôt à l'effet que, compte tenu des importantes réservations de transport point à point, les ventes de surplus ne contribueront pas à l'accroissement des revenus de transport du Transporteur puisque ces ventes seront réalisées, sauf exception, au point HQT avec des contreparties ayant réservé du transport point à point ferme. Pour cette raison, le Distributeur ne prévoit pas de récupération additionnelle découlant de la vente de ses surplus.**

Les informations présentées dans le dossier tarifaire du Transporteur (R-3669-2008)<sup>1</sup> diffèrent de celles utilisées par le Distributeur dans le cadre du présent dossier. Entre autres, au moment de l'élaboration du dossier tarifaire du Transporteur, certaines demandes de service ferme de transport du Producteur étaient à l'étude. De plus, la répartition mensuelle des réservations de service ferme de transport n'était pas présentée.

Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur s'est donc référé aux réservations confirmées de service ferme de transport affichées sur le site OASIS du Transporteur au moment de sa préparation.

Ces informations sont accessibles en consultant le site OASIS du Transporteur (<http://www.transenergie.com/oasis/hqt/fr/entree.htmlx>) sous la rubrique « Services de transport » et en choisissant l'option « Demande de services – Consulter » de la liste déroulante appropriée.

- 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.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.1.**

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)*

---

<sup>1</sup> Voir document HQT-10, Document 2.

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.

**Réponse :**

**Les prix de référence de la zone M du NYISO sont évalués en ajoutant un *basis* aux prix à terme de la zone A du NYISO. Ce *basis* repose sur une analyse des données historiques des dernières années. Le Distributeur évalue le *basis* en excluant l'impact d'une congestion supplémentaire associée à la vente d'importantes quantités de surplus.**

**En effet, si le Distributeur tentait d'écouler une quantité importante d'énergie sur les marchés, l'ajustement d'environ - 5 \$/MWh par rapport au prix de référence de la zone M permettrait d'intégrer le phénomène de congestion propre à cette zone du NYISO. Une telle congestion serait caractérisée par une baisse anticipée du *basis* entre les zones M et A. Cet ajustement de - 5 \$/MWh par rapport au prix de référence de la zone M a amplement été documenté dans le cadre des dossiers présentés par le Distributeur auprès de la Régie de l'énergie.**

**L'examen des *basis* entre les zones M et A du NYISO, pour les heures de pointe de la période comprise entre les mois d'avril et d'août 2007, illustre bien le phénomène de congestion appréhendé par les contreparties du Distributeur résultant d'une plus grande offre d'énergie conjuguée à une augmentation du nombre de participants dans le marché. L'année 2007 n'est pas unique. En effet, on observe de nouveau une diminution progressive des *basis* entre les zones M et A du NYISO depuis le mois de mai 2009. L'examen des réservations de transport sur le chemin HQT-MASS permet d'identifier un nombre accru de participants au marché du NYISO à partir du Québec.**

À la lumière des *basis* de l'été 2007 et des mois de juin et juillet 2009 présentés au tableau R-2.1, l'ajustement de - 5 \$/MWh par rapport au prix de référence de la zone M est donc très conservateur.

**Tableau R-2.1**

	Avril	mai	Juin	Juil.	Août	Sept.
"Basis" M, A (moyenne 2004-2006, 2008)	4,78	4,92	5,13	3,25	3,81	4,82
"Basis" M, A (2007)	-10,98	-9,32	-6,25	-0,21	-3,97	2,84
Ajustements	-15,76	-14,24	-11,38	-3,46	-7,78	-1,97
"Basis" M, A (2009)	3,02	1,03	-3,71	-4,43	N/A	N/A
Ajustements	-1,76	-3,89	-8,84	-7,67	N/A	N/A

- 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.

**Réponse :**

Le tableau R-2.2 présente les résultats demandés. Le Distributeur tient à souligner que la comparaison au prix DAM ne traduit pas parfaitement son contexte de revente. En effet, les produits énergétiques habituellement mis en vente sont habituellement des blocs d'énergie d'une semaine ou de quelques jours consécutifs et les prix pertinents sont les prix à terme pour des livraisons sur la période correspondante. Les prix sur le marché DAM pour la même période sont généralement différents des prix à terme.

**Tableau R-2.2**

	Ventes de HQD à la frontière (note 1) MWh	Revenus unitaires des ventes de HQD (notes 1 et 2) \$/MWh	Indicateur de marché DAM NYISO, Zone M (notes 2 et 3) \$/MWh	Δ Ventes de HQD vs DAM NYISO, Zone M \$/MWh	Indicateur de marché DAM ISONE, Ph I/II (notes 2 et 4) \$/MWh	Δ Ventes de HQD vs DAM ISONE, Ph I/II \$/MWh
juin-08	134 776	87,68	84,72	2,96	102,54	-14,86
juil-08	69 760	104,09	93,52	10,57	116,02	-11,94
août-08	60 602	80,46	68,70	11,76	68,03	12,42
sept-08	21 007	70,42	75,22	-4,80	71,87	-1,45
oct-08	0	N/A	NA	NA	NA	NA
nov-08	4 563	50,75	50,42	0,33	48,01	2,74
déc-08	120 697	60,15	66,07	-5,92	64,12	-3,97
<b>Total</b>	<b>411 405</b>	<b>79,62</b>	<b>77,51</b>	<b>2,11</b>	<b>86,30</b>	<b>-6,67</b>

**Note 1** Pour des fins de comparaison, l'énergie vendue au point HQT a été ajustée pour tenir compte des pertes applicables sur le réseau de TransÉnergie entre le point de livraison et la frontière.

**Note 2** Les revenus unitaires et les indicateurs de marché tiennent compte d'une hypothèse de récupération, par le Distributeur, de 90% des coûts de transport point à point, estimés à 8,08 \$/Can/MWh (applicable à toutes les ventes, même à celles réalisées au point de transaction HQT), convertis en \$US avec la moyenne mensuelle des taux de change de la Banque du Canada à midi. La pratique à l'égard de la récupération des coûts de transport a été modifiée pour 2009 et 2010, conformément aux explications fournies en réponse à la question 1.1.

**Note 3** L'indicateur de marché associé au DAM du NYISO inclut un ajustement pour tenir compte de frais de transport de 0,16 \$US/MWh dans l'état de New York et des frais de courtage de 0,75 \$US/MWh.

**Note 4** L'indicateur de marché associé au DAM du ISONE inclut un ajustement pour tenir compte de frais de transport de 4,03 \$US/MWh en Nouvelle-Angleterre et des frais de courtage de 0,75 \$US/MWh.

**Puisque la quantité d'énergie vendue en 2008 s'est limitée à environ 400 GWh, les résultats obtenus ne peuvent être transposés à une situation où les ventes de surplus auraient atteint une quantité aussi importante que 5,4 TWh. En limitant ses ventes à de petites quantités, le Distributeur a été en mesure de profiter des diverses occasions d'affaires qui se sont offertes à lui.**

**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.

**Réponse :**

**Le tableau R-2.3 présente les écarts entre le prix de revente et le coût du contrat avec TCE, en supposant que le marché de référence serait celui de la Nouvelle-Angleterre.**

Tableau R-2.3

		Résultat 2008	Suivi 2009			Prévision 2010
		Réel <sup>(2)</sup>	Actuel	Réel	Prévu <sup>(4)</sup>	Actuel <sup>(5)</sup>
<b>TCE - COÛT DE L'ÉNERGIE</b>						
TCE - Coût de l'énergie	\$/MWh	78,32	50,09	46,62	52,90	71,39
<b>REVENTE sur NE</b>						
«Forward» MASS hub	\$/MWh					71,37
+ Basis MASS à PI / PII	\$/MWh					-2,00
= «Forward» PI / PII	\$/MWh	-	43,15	-	43,15	69,37
«DAM» PI / PII	\$/MWh	78,08	44,74	44,74	-	-
= «Forward» PI / PII	\$/MWh	78,08	43,86	44,74	43,15	69,37
- Taux de pertes sur réseau TÉ	%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
= Prix avec pertes	\$/MWh	74,22	41,65	42,49	40,98	65,88
- Courtage	\$/MWh	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
- Transit sur la portion US du RMCC	\$/MWh	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03
+ Ajustement	\$/MWh	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00
= Prix avant pt@pt de HQT	\$/MWh	64,44	31,87	32,71	31,20	56,10
	\$/MWh	68,50	37,56	39,65	35,88	61,71
= Prix de vente	\$/MWh	68,50	33,03	38,90	28,29	53,45
Écart Revente vs Coûts TCE	\$/MWh	-9,82	-17,06	-7,72	-24,60	-17,94
Taux de change	\$/US	1,0629	1,1783	1,2122	1,1500	1,1000
Notes :						
(2) Prix du 31 décembre 2008.						
(4) Prix à termes du 12 juin 2009, des mois de juin à décembre.						
(5) Moyenne mobile du 13 juin 2008 au 12 juin 2009, des prix à termes (Calendar 2010).						

Le Distributeur rappelle toutefois que New York a toujours été, et demeure, le marché de référence pour ses transactions de court terme. Le Distributeur a, à maintes reprises, soutenu et démontré que pour des raisons commerciales (contraintes de réservations et nécessité de détenir des droits de passage sur la portion américaine de la ligne), le marché de la Nouvelle-Angleterre n'est pas une référence pour l'estimation des coûts et des revenus de ses transactions de court terme.

Ainsi, bien que l'exercice qui consiste à présenter la rentabilité de la suspension des livraisons avec les prix de la Nouvelle-Angleterre soit essentiellement théorique, la solution proposée par le Distributeur demeure néanmoins la plus avantageuse.

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.

**Réponse :**

**Le document est joint à l'envoi, 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.

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme. Toutefois l'examen récent du site OASIS du Transporteur indique des réservations de service ferme de transport point à point pour le chemin HQT-NB postérieures à la date de dépôt du présent dossier. Ces informations sont accessibles en consultant le site OASIS du Transporteur sous la rubrique « Services de transport » et en choisissant l'option « Demande de services – Consulter » de la liste déroulante appropriée.**

**L'adresse du site est la suivante :**

**<http://www.transenergie.com/oasis/hqt/fr/entree.htmlx>**

- 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.

**Réponse :**

**Les données de 2010 sont disponibles sur le site OASIS du Transporteur jusqu'en août 2010.**

**Tableau R-4.2**

	MW												
	Janv	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Annuel
TTC moyen	1 073	1 071	1 058	1 040	1 021	986	966	974	974	974	974	974	1 007
NATC moyen	73	63	279	331	310	583	582	583	583	583	583	583	430

**En transposant les disponibilités d'août 2010 aux quatre derniers mois de 2010 et en utilisant ainsi les NATC moyens mensuels, le transit possible sur le chemin HQT-NB avoisine les 3,6 TWh. Toutefois, ces évaluations ne tiennent pas compte des contraintes de transport sur les autres réseaux que celui de TransÉnergie.**

**En plus, l'analyse du transit moyen disponible sur le chemin HQT-NB ne reflète pas la situation de l'équilibre offre-demande du Nouveau-Brunswick. À cet effet, la remise en service de la centrale Point Lepreau**

en 2010 diminuera de façon significative les opportunités de marché au Nouveau-Brunswick et l'accès au marché de la Nouvelle Angleterre (en particulier le marché du Maine).

Durant l'été, les pointes mensuelles des besoins en électricité, dans le marché du Nouveau-Brunswick sont à peu près équivalentes à la puissance installée des centrales nucléaires (après la remise en service de Point Lepreau), hydrauliques et à la biomasse. En plus, le Nouveau-Brunswick dispose de production éolienne et d'une puissance installée de plus de 500 MW au charbon.

Le marché du Nouveau-Brunswick dispose donc d'un nombre suffisant de moyens peu coûteux pour satisfaire sa propre demande estivale et pour vendre sa production excédentaire vers les marchés qui lui sont directement accessibles. Les perspectives de vente des surplus du Distributeur à des prix intéressants seront donc plutôt minces, lorsque la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau sera complétée.

- 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.

**Réponse :**

La capacité totale de transport de la nouvelle ligne à 345 kV de la Corporation de transport Énergie NB, qui relie Point Lepreau à la frontière entre le Maine et le Nouveau-Brunswick est de 300 MW. Le Producteur via sa filiale Hydro Québec Marketing a obtenu une réservation de transport de 15 ans visant les 300 MW acheminés du Nouveau-Brunswick vers les États-Unis. Les NATC seront donc nuls en 2010.

La seconde ligne entre le Nouveau-Brunswick et le Maine est la propriété de MEPCO (Maine Electric Power Company). Cette ligne de 345 kV relie la centrale Maine Yankee de Wiscasset dans le Maine, au poste Keswick près de Fredericton au Nouveau-Brunswick. La capacité de transport de cette ligne vers le Maine est de 700 MW. Le Distributeur n'a pas accès à l'information sur les NATC puisque celle-ci n'est rendue disponible qu'aux clients de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB). Aussi, pour les raisons mentionnées en réponse à la question 4.2, une quantité importante de production peu coûteuse est disponible au Nouveau-Brunswick afin d'exploiter cette capacité de transit.

Après analyse, le Distributeur conclut qu'une stratégie de mise en marché peut difficilement s'appuyer sur cet accès potentiel aux marchés, compte tenu des risques importants qu'il implique, surtout pour écouler des quantités d'énergie de l'ordre de 4 à 5 TWh.

Cependant, les interconnexions avec le Nouveau-Brunswick pourraient permettre d'écouler une portion des surplus résiduels de 1,4 TWh, en tirant profit des opportunités ponctuelles qui pourraient se présenter.

- 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.

**Réponse :**

La remise en service de la centrale Point Lepreau était initialement anticipée en septembre 2009. Énergie Nouveau-Brunswick a récemment indiqué que la remise en service de la centrale sera retardée de 7 mois, repoussant ainsi l'échéance au printemps 2010.

Les caractéristiques de la centrale Point Lepreau sont les suivantes :

- Puissance nette, avant la remise à neuf : 635 MW
- Facteur d'utilisation : 83 %
- Énergie annuelle = 4,6 TWh
- Puissance nette, après la remise à neuf : 659 MW (+ 24 MW)

Voir hyperliens :

- <http://telegraphjournal.canadaeast.com/search/article/742376>
- [http://pouvoirdefutur.energienb.com/fr/private/docs/General\\_Overview\\_20070125\\_FR.pdf](http://pouvoirdefutur.energienb.com/fr/private/docs/General_Overview_20070125_FR.pdf)
- [http://pouvoirdefutur.energienb.com/fr/private/docs/Refurbishment\\_Update\\_20070125\\_FR.pdf](http://pouvoirdefutur.energienb.com/fr/private/docs/Refurbishment_Update_20070125_FR.pdf)

- 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.

**Réponse :**

Sur la base de l'information disponible en date du 28 juillet 2009, les transits fermes techniquement possibles totalisent 4,7 TWh, incluant 3,6 TWh vers le Nouveau-Brunswick. Cependant, en pratique, le

**Distributeur ne serait pas en mesure de vendre des quantités semblables d'énergie sur ces marchés.**

**D'une part, tel que mentionné à la réponse 4.2, la capacité d'exportation résiduelle vers le Nouveau-Brunswick ne reflète pas les opportunités de marché qui seront très limitées en 2010. D'autre part, le Distributeur doit tenir compte de l'offre destinée aux marchés du Nord-est américain dans l'analyse de son risque associé à la revente d'importantes quantités de surplus. La nouvelle interconnexion avec l'Ontario, mise en service le 2 juillet dernier, et la présence de nouveaux participants, dont certains bénéficient d'importantes capacités de production, augmentent l'énergie disponible pour les marchés du NYISO, de l'ISONE et du Nouveau-Brunswick.**

**Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur maintient que la vente d'une quantité additionnelle de 4,0 TWh se ferait au détriment de sa clientèle puisqu'elle entraînerait inévitablement une baisse importante des prix obtenus sur les marchés. Cette baisse affecterait non seulement les prix obtenus pour les 4 TWh supplémentaires, mais également les conditions de vente de la totalité des surplus.**

**Les revenus unitaires de la vente des surplus du Distributeur pourraient, à certains moments, être inférieurs au coût unitaire moyen de l'électricité patrimoniale. Dans une telle situation, le fonctionnement de la centrale de Bécancour amènerait une réduction de l'utilisation de l'électricité patrimoniale.**

**Par ailleurs, le Distributeur considère qu'il sera en mesure, comme il le fait actuellement, de vendre des quantités d'énergie de l'ordre de 1,4 TWh, à des conditions qui minimisent l'impact sur les revenus requis.**

- 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 :**

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie**

---

- 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).

**Réponse :**

**Les transits en mode livraison sur les interconnexions ne tiennent pas compte des ventes et des achats simultanés sur une interconnexion (communément appelé le « netting »). Pour cette raison, les transits en mode livraison sur les interconnexions diffèrent des ventes hors Québec.**

- 5.2 Veuillez fournir le transit en mode livraison sur les interconnexions, si possible en GWh, pour l'année 2008.

**Réponse :**

**Les transits en mode livraison pour l'année 2008 en GWh sont présentés dans la demande R-3706-2009 du Transporteur, pièce HQT-9, Document 1, page 17, tableau 6. Ces livraisons ne tiennent pas compte des pertes de transport (le taux de pertes réel était de 5,39 % pour 2008).**

**Tableau R-5.2**

Réseaux voisins	Transit 2008 (GWh)
Ontario	887
Nouveau-Brunswick	3 409
New York	6 408
Nouvelle-Angleterre	9 751
<b>TOTAL</b>	<b>20 555</b>

- 5.3 Veuillez estimer les transits en mode livraison sur les interconnexions en 2009 et en 2010.

**Réponse :**

Le Transporteur n'effectue pas de prévision de transit en mode livraison. Cependant, le Transporteur présente des prévisions de besoins en services de transport dans ses dossiers tarifaires.

Ainsi, dans la demande tarifaire 2009 (R-3669-2008, pièce HQT-10, Document 2, pages 6 et 8) la prévision des besoins de services de transport point à point pour 2009 (incluant les services point à point de long et court termes) s'élève 20 612 GWh. Cette prévision contient les pertes de transport.

L'information équivalente pour l'année 2010 s'élève à 22 903 GWh. Elle est présentée dans la demande tarifaire 2010 (R-3706-2009, pièce HQT-10, Document 2, pages 6 et 7).

#### **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.

**Réponse :**

**Le document est joint à l'envoi, sous pli confidentiel.**

**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.

**Réponse :**

**Tout comme ce fut le cas pour la suspension des livraisons pour l'année 2009, une décision au cours du mois de septembre de l'année précédant l'année de prolongation visée apparaît raisonnable.**

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.

**Réponse :**

**Compte tenu qu'une éventuelle demande de prolongation de la suspension ne nécessitera pas de négociation additionnelle entre les parties, le Distributeur est d'avis qu'un dossier pourrait être présenté à la Régie vers le début du mois de juin précédant l'année de prolongation visée.**

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.

**Réponse :**

La quantification des impacts financiers qui pourraient découler de l'article 38 de l'Entente est tributaire de nombreuses hypothèses relatives à la fixation des cibles de réduction et aux conditions d'octroi des unités d'émission qui seront respectivement déterminées par décret et par règlement.

À l'égard des cibles et des plafonds d'unités d'émission, l'article 46.7 de la Loi sur la qualité de l'environnement (le projet de loi n°42 a été sanctionné le 19 juin dernier) prévoit ce qui suit :

*En fonction des cibles fixées, le gouvernement établit, par décret, le plafond d'unités d'émission qui peuvent être accordées par le ministre au cours de chaque période visée au premier alinéa de l'article 46.6.*

*Il peut répartir ce plafond en établissant des plafonds particuliers pour les secteurs d'activité ou les catégories d'entreprises, d'installations ou d'établissements qu'il détermine.*

*[...]*

L'article 46.4 prévoit par ailleurs que la fixation des cibles est précédée d'une consultation particulière tenue par la commission parlementaire compétente de l'Assemblée nationale.

Quant aux modalités d'octroi des unités d'émission par secteurs d'activité, ou par catégories d'entreprises, d'installations ou d'établissements, celles-ci seront fixées dans les conditions déterminées par règlement du gouvernement.

En ce moment, on ne peut donc que spéculer sur la façon dont les unités d'émissions pourraient être octroyées, puisque celle-ci est tributaire des décisions à venir du gouvernement. Le scénario décrit dans la preuve déposée au dossier (HQD-1, document 1, pages 12 et 13) suggérant que les émissions de TCE lors des prochaines années détermineraient les unités d'émission qui pourraient être octroyées à la centrale n'est qu'une hypothèse. En effet, les critères d'octroi des unités d'émission ne sont nullement définis par le cadre réglementaire actuellement en place. Il n'est pas non plus déterminé que cet octroi s'appuiera sur les émissions historiques d'une année précise.

Le Distributeur n'est donc pas en mesure de fournir d'indications claires quant aux conséquences financières des modifications apportées à la Loi sur la qualité de l'environnement. Les risques peuvent, en fonction de la réglementation qui sera adoptée, comporter des impacts aussi bien négatifs, neutres ou positifs, puisque l'article 38 prévoit également que le Distributeur puisse bénéficier des crédits d'émission de gaz à effet de serre, s'il y a lieu, lors des années de suspension de la production.

De plus, il faut considérer que l'entente de suspension de la production de la centrale de TCE confère à Hydro-Québec Distribution la décision quant au fonctionnement ou non de la centrale. L'article 38 de l'entente transfère au décideur, en l'occurrence le Distributeur, les risques et les bénéfices reliés à la suspension ou non de la production, par rapport à une situation où la centrale fonctionnerait en base, tel que prévu dans le contrat initial.

Finalement, il convient ici de souligner que, le Distributeur effectuera un suivi du dossier et sera à même d'atténuer ses risques selon l'évolution de la législation. À cet effet, on peut vraisemblablement s'attendre à ce que le programme québécois soit harmonisé et synchronisé, autant dans son contenu que dans son application, avec les systèmes semblables qui seront mis en place par d'autres autorités à l'échelle Nord-américaine.

- 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.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 8.1.

## **REPLACEMENT 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<sup>er</sup> 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.

### **Réponse :**

Tableau R-9.1

<b>BILAN EN PUISSANCE (MW)</b>		
	<b>2009 - 2010</b>	<b>2010 - 2011</b>
<b>= Besoins à la pointe visés par le plan</b>	<b>35 353</b>	<b>36 367</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité Taux de réserve requise	3 279 9,3%	3 680 10,1%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442
<b>= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale</b>	<b>1 190</b>	<b>2 605</b>
<hr/>		
<b>- Approvisionnements non patrimoniaux</b>	<b>1 187</b>	<b>2 537</b>
▪ TransCanada Energy	0	547
▪ Hydro Québec Production - Base et cyclable	600	500
▪ Contrats de biomasse (incluant Tembec)	41	41
▪ Éolien I : 990 MW <sup>(1)</sup>	156	200
▪ Électricité interruptible	140	1 000
▪ Abaissement de tension	250	250
<hr/>		
<b>= Puissance additionnelle requise</b> (Besoins arrondis à 10 MW près)	<b>0</b>	<b>70</b>
▪ Partage de réserve	0	70
<b>= Moyens additionnels requis</b> (Besoins arrondis à 10 MW près)	<b>0</b>	<b>0</b>

Note (1) : Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance de HQP est de 35% (Entente actuelle).

**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.

**Réponse :**

**Compte tenu de la baisse des besoins prévus depuis le dépôt de l'État d'avancement 2008, la puissance requise au-delà de l'électricité**

patrimoniale a diminué de 1 865 MW et 1 185 MW pour la pointe des hivers 2009-2010 et 2010-2011 respectivement.

La nouvelle situation se présente comme suit :

- pour l'hiver 2009-2010, en considérant la suspension des livraisons de TCE pour 2010, une contribution totale de 140 MW d'électricité interruptible est maintenant suffisante pour équilibrer le bilan ;
- pour l'hiver 2010-2011, si la centrale de TCE est présente au bilan de puissance dès janvier 2011, une contribution de 1 000 MW d'électricité interruptible est toujours requise et 70 MW devraient être acquis sur les marchés de court terme. Si le Distributeur était incapable d'acquérir 1 000 MW d'électricité interruptible, les achats de puissance sur les marchés de court terme seraient rehaussés.

## 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.

### Réponse :

**Le Distributeur analyse présentement deux autres options pour assurer l'équilibre de son bilan énergétique.**

**Une première option consiste à revoir certaines dispositions des ententes actuelles permettant de différer l'énergie de contrats de base et cyclable avec le Producteur. Ainsi, des discussions sont en cours afin de permettre notamment de différer des livraisons d'énergie prévues au-delà de 2011.**

**En plus, le Distributeur entend renégocier une nouvelle entente d'intégration éolienne, conformément à ce qu'il a annoncé dans l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017. Cette nouvelle entente assurerait, entre autres, un profil de livraisons basé sur les profils réels de production des parcs éoliens et correspondant davantage aux besoins du Distributeur. Une telle modification réduirait implicitement les surplus en période estivale.**

**Malgré la flexibilité accrue que procurerait la modification de ces ententes, le Distributeur anticipe, en date des présentes, que la suspension des livraisons de la centrale de TCE pourrait être requise pendant quelques années additionnelles. La durée requise de la suspension se précisera en fonction de l'évolution de la demande.**

**À ce stade, le Distributeur n'envisage pas le rachat définitif de son contrat d'approvisionnement de long terme avec TCE. En effet, dans le contexte actuel, cette option ne présenterait pas d'économies par rapport à la suspension annuelle des livraisons et priverait le Distributeur de la flexibilité actuellement offerte par le redémarrage de la centrale lorsque requis et ainsi de sa contribution à la sécurité des approvisionnements. Le Distributeur pourra réévaluer au besoin ses positions à cet égard.**

**Par ailleurs, en ce qui a trait aux coûts annuels de suspension, il importe de préciser que les coûts de 37,5 M\$ et 14,4 M\$ (HQD-1, document 1, page 15) payés à TCE en 2010, sont une mesure trompeuse des coûts de suspension. Ils sont, en majorité, reliés soit à des engagements de long terme pris par le promoteur lors du montage du projet ou à la marge bénéficiaire de ce dernier dans le projet. Ainsi, la majorité de ces coûts doit être assumée que la centrale fonctionne ou non. Seuls les coûts de remplacement de la vapeur (articles 18 à 22) et de mise en veilleuse (article 32 de l'entente de suspension), constituent des coûts additionnels qui n'auraient pas été encourus en l'absence de la suspension.**

**Ainsi, la seule analyse économique pertinente à la décision de suspendre ou non les livraisons est celle présentée à la section à la**

section 6.3 de la pièce HQD-1, document 1. Le Distributeur maintient donc que les conditions de la présente entente sont des plus raisonnables et avantageuses pour la clientèle lorsque l'on tient compte des obligations découlant du contrat initial d'approvisionnement.

**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.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 10.1.**