

Le 11 décembre 2003

Par courriel et par courrier

Mme Renée Poliquin
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)
Service des communications
575, rue Saint-Amable
2^e étage, bureau 2.10
Québec (Québec)
G1R 6A6

OBJET : Audiences publiques sur le projet de centrale de cogénération de Bécancour de
 TransCanada Energy Ltd.
 Réponses aux questions complémentaires du 9 décembre 2003

Madame,

Par la présente, Hydro-Québec Distribution vous transmet une première partie des réponses aux questions posées par la commission le 9 décembre, soit celles ayant trait aux livraisons par interconnexion et au critère relatif au développement durable.

Nous vous prions d'agréer, Madame, l'expression de nos sentiments distingués.

Sylvie Racine
Déléguée commerciale
Hydro-Québec Distribution

p.j.

**Audiences publiques sur le projet de centrale de cogénération à Bécancour par
TransCanada Energy Ltd.
Réponses d'Hydro-Québec Distribution aux Questions complémentaires du
9 décembre 2003**

Question :

Les livraisons par interconnexion

La représentante d'Hydro-Québec à l'audience a mentionné que les livraisons par interconnexions pourraient être un des moyens de répondre aux appels d'offre de court terme (séance du 19 novembre en après-midi, p. 12). Par ailleurs, dans sa décision D2002-169 du 2 août 2002, la Régie de l'énergie s'est dit d'avis « [...] *que les appels d'offres pour des approvisionnements de long terme devraient pouvoir profiter de la dynamique de l'ensemble du marché accessible au Distributeur.*» (décision p. 51)

- Quelle est présentement la capacité physique maximale de livraison (en MW) par les interconnexions du réseau de transport d'Hydro-Québec avec les États-Unis, avec l'Ontario et avec le Nouveau-Brunswick ?

Réponse à la question :

Hydro-Québec Distribution tient d'abord à préciser que l'extrait de la décision auquel il est fait référence ne vise pas le premier appel d'offres A/O 2002-01 duquel découle le projet de centrale de cogénération de TransCanada Energy, mais bien les appels d'offres futurs. De plus, dans cette même décision, la Régie ajoutait que «...*reconnaissant qu'un contrat avec un producteur situé à l'extérieur du Québec pourrait avoir des impacts sur les achats de court terme, elle demande qu'à l'intérieur du processus de sélection des offres, le Distributeur évalue au cas par cas ces soumissions quant à ces impacts.*»

En ce qui a trait à l'appel d'offres A/O 2002-01, la Régie a dit dans sa décision D-2002-17 du 21 janvier 2002, «*La Régie accepte, pour le premier appel d'offres, la proposition amendée du distributeur d'exiger que la source de production soit située au Québec ou que la source de production située à l'extérieur du Québec n'utilise pas les interconnexions existantes ou projetées.*»

Quant à la capacité physique maximale de livraison (en MW) par les interconnexions, Hydro-Québec Distribution joint un tableau (voir HQD-2, Document 3, Annexe 3C, page 1 de 3) qui est extrait du document qu'elle a déposé dans la première partie des audiences, intitulé *Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur*. Ce tableau indique une capacité en mode importation de 4160 MW durant l'hiver et de 3560 MW en été. Il est à noter que l'accroissement potentiel de la capacité dont il est fait mention dans le texte n'est plus de 1350 MW mais de 100 MW car l'ajout d'une ligne d'interconnexion avec l'Ontario ne fait plus partie des prévisions d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Ces capacités d'importation équivalent cependant à un volume théorique d'importation puisque plusieurs limitations techniques et contraintes de marchés viennent réduire le volume en TWh qu'Hydro-Québec Distribution pourrait réellement importer. Hydro-Québec Distribution dépose, par la présente, les pages 27, 28, 29 et 30 du document HQD-4, Document 1, qui constituent la réponse à la question 17.1 posée par la Régie de l'énergie

**Audiences publiques sur le projet de centrale de cogénération à Bécancour par
TransCanada Energy Ltd.
Réponses d'Hydro-Québec Distribution aux Questions complémentaires du
9 décembre 2003**

dans le cadre de la cause sur la Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur. Ce document présente le détail des limitations techniques et contraintes de marchés qui font en sorte que le volume annuel effectif est ramené à 20 TWh, dont 5 TWh en pointe et 15 TWh hors pointe.

Finalemment, Hydro-Québec Distribution ramène ce volume à une capacité utile de 10 TWh lorsqu'elle explique dans son plan d'approvisionnement (voir HQD-2, Document 3, page 16) que *«Pour tenir compte de la coïncidence nécessaire entre le profil des besoins du Distributeur et les disponibilités sur les marchés limitrophes via les interconnexions, la capacité utile doit être ramenée à environ 10 TWh, soit 5 TWh en pointe et 5 hors pointe.»*

**Audiences publiques sur le projet de centrale de cogénération à Bécancour par
TransCanada Energy Ltd.
Réponses d'Hydro-Québec Distribution aux Questions complémentaires du
9 décembre 2003**

Question :

Les critères relatifs au développement durable dans la procédure d'appel d'offre

Dans sa décision D-2002-169 du 2 août 2002 relative à l'approbation du Plan d'approvisionnement 2002-2011 d'Hydro-Québec, la Régie de l'énergie précise qu'elle estime raisonnable que soient pris en compte les impacts sociaux et environnementaux dans l'évaluation des projets répondant à un appel d'offres d'approvisionnement en électricité (décision p. 71). Elle demande à Hydro-Québec de lui «[...] proposer, avant le prochain appel d'offres de long terme, un critère non monétaire relatif au développement durable et de lui attribuer un pointage significatif à l'intérieur des 40 points alloués à l'ensemble des critères non monétaires de la grille de sélection.» (décision p. 72)

- Hydro-Québec a-t-elle depuis proposé à la Régie un critère non monétaire relatif au développement durable à utiliser dans la grille d'évaluation des offres d'approvisionnement en énergie électrique ? Si oui, présenter et expliquer ce critère. Sinon, à quel moment compte-t-elle le faire ?

Réponse à la question :

Hydro-Québec Distribution n'a pas encore proposé de critère relatif au développement durable à la Régie de l'énergie. Elle a l'intention de déposer un tel critère dans la première moitié de l'année 2004.

1 **CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS DU QUÉBEC EN MODE**
2 **IMPORTATION**

3 La capacité des interconnexions en mode importation est actuellement de
4 l'ordre de 4 160 MW. Deux projets en cours pourraient accroître cette capacité
5 de 1350 MW dans les prochaines années, pour porter le total à 5 510 MW
6 dans l'horizon du Plan. Le tableau suivant en donne la répartition pour l'année
7 2001. Par ailleurs, la capacité disponible en tout temps dépendra des
8 réservations qui sont gérées par le système OASIS.

Interconnexion	Capacité maximale en importation Année 2001	
	Hiver (MW)	Été (MW)
Nouveau-Brunswick	785	730
Nouvelle Angleterre – Derby	0	0
Nouvelle Angleterre – Highgate	170	170
Nouvelle Angleterre – Radisson-Nicolet- Sandy Pond et Des Cantons-Comerford	1 700	1 200
New York – Châteauguay	1 000	1 000
New York – CRT	0	0
Ontario – Beauharnois	420	400
Ontario – Nouvelle interconnexion	--	--
Ontario – Chat Falls	20*	20*
Ontario – Kipawa	65*	40*
	4 160	3 560

9

* Capacité d'importation nette à partir de l'Ontario

Le décret 1277-2001 du 24 octobre 2001 définit à son annexe A le profil des livraisons d'électricité patrimoniale en puissance.

Par ailleurs, l'article 4 indique que les pertes de transport et de distribution d'électricité correspondent à un taux moyen de 8,4 % du volume d'électricité patrimoniale.

De plus, l'article 9 mentionne que « *Le volume d'électricité patrimoniale est mesuré à chaque heure aux points de livraison sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité et est totalisé mensuellement;* ».

Demandes :

16.1. Veuillez identifier les points de livraison mentionnés au décret.

Réponse :

La question des points de livraison sera traitée lors de la phase 2 de la présente cause.

16.2. Veuillez indiquer comment se fera la mesure du volume d'électricité de la charge locale aux points de livraison lorsqu'il y aura des transits du service de point à point sur le réseau de transport :

- dans le cas d'exportations;
- dans le cas d'importations.

Réponse :

Cette mesure du volume se fera par le Transporteur dans le cadre normal de ses activités d'exploitation du réseau.

17. **Référence :** HQD-2, document 3, annexe 3C, pages 1 à 3

Préambule :

À la page 3 de la référence mentionnée ci-dessus, Hydro-Québec précise que :

« Considérant ces diverses limitations et additions, l'entretien requis sur les équipements d'interconnexion de même que la possibilité d'une panne majeure sur ces équipements, on peut établir la capacité d'importation énergétique en 2006 sur laquelle le Distributeur pourrait compter à environ 20 TWh annuellement. Cette capacité se répartit comme suit :

- 5 TWh en pointe (le jour du lundi au vendredi)
- 15 TWh hors pointe. »

Considérant la capacité maximale en importation indiquée à la page 1 (4 160 MW en hiver et 3 560 MW en été) et en prenant en compte la réalisation des deux projets en cours mentionnés à la page 2 et totalisant 1 350 MW, le volume théorique d'importation serait de plus de 43 TWh (4 910 MW X 8760 heures).

Demandes :

17.1. Veuillez expliquer de façon quantitative, pour chacune des périodes de l'année, comment le volume théorique de 43 TWh a été ramené à 20 TWh en spécifiant les diminutions de volume qui sont dues à une restriction de la capacité de transport et celles qui sont dues à une indisponibilité de la capacité de production.

Réponse :

L'année a été répartie en deux saisons :

Été : mai à septembre (5 mois)

Hiver : octobre à avril (7 mois)

Chaque saison a été répartie en deux périodes :

**Pointe : journée de semaine (5 jours) 7h à 22h
(16 heures)**

**Hors pointe : nuit de 23h à 6h (8 heures) (7 jours)
fin de semaine (2 jours) de 7h à 22h
(16 heures)**

On retient donc 4 périodes dans l'année :

Pointe hiver (PH): 2432 heures

Hors pointe hiver (HPH): 2656 heures

Pointe été (PE): 1744 heures

Hors pointe été (HPE): 1928 heures

Contraintes reliées aux interconnexions et au réseau pour les diverses interconnexions

- **Nouveau Brunswick : il y a un contrat de 200 MW qui lie Énergie Nouveau Brunswick et Hydro-Québec Production. Ceci réduit donc la disponibilité de l'interconnexion de 200 MW sur l'horizon du Plan.**

- **Nouvelle Angleterre – Radisson – Nicolet – Sandy Pond** : en pointe l'hiver, l'interconnexion est souvent requise pour injecter la production du Nord-Ouest via Nicolet pour les besoins de la charge locale. On limite donc à ce moment l'importation à Des Cantons – Comerford soit 690 MW. De plus, l'été, l'importation est limitée à 1200 MW.
- **Nouvelle Angleterre – Highgate** : disponible en importation en urgence seulement. Le réseau du côté américain est trop faible.
- **Ontario** :
 - **Beauharnois** : aucune garantie sur la période du plan du maintien de la capacité d'importation radiale.
 - **Chat Falls et Kipawa** : petite capacité et non disponible sur une base continue.
 - En tenant compte de la mise en service de la nouvelle interconnexion, le Distributeur a retenu 1350 MW en importation de l'Ontario.
- **CRT-TFV** : possibilité d'importer 100 MW de New York.
- Hors pointe l'été, les contraintes de réseau limiteront souvent l'importation à 900 – 1000 MW par interconnexion.

Contraintes reliées aux marchés

Le Distributeur doit pouvoir importer sur une base continue ou au moment opportun pour les aléas climatiques. Ceci restreint les possibilités réelles à certaines périodes. Un facteur d'utilisation a donc été appliqué en fonction de chaque marché et de chaque période.

	PH	HPH	PE	HPE
Nouvelle Angleterre	50 %	80 %	20 %	80 %
TWh	0,8	3,6	0,4	1,5
Nouveau Brunswick	20 %	80 %	80 %	80 %
TWh	0,3	1,2	0,7	0,8
New York	70 %	80 %	20 %	80 %
TWh	1,9	2,3	0,4	1,7
Ontario	20 %	80 %	20 %	80 %
TWh	0,7	2,9	0,5	1,7
Total	3,7	10,0	2,0	5,7

Pointe : 5,7 TWh

Hors pointe : 15,7 TWh

De plus, le Distributeur doit tenir compte des périodes d'entretien et des pannes potentielles des interconnexions. Le Distributeur a donc retenu 5 TWh en pointe et 15 TWh hors pointe pour un total de 20 TWh.

En résumé, les limitations sont comme suit :

Sans contrainte de marché : Pointe : 15,6 TWh
Hors pointe : 19,1 TWh
Total : 34,7 TWh

Avec contrainte de marché : Pointe : 5 TWh
Hors pointe : 15 TWh
Total : 20 TWh

17.2. Veuillez indiquer si la situation sera différente après 2006. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

La situation sera différente après 2006 seulement si de nouvelles interconnexions sont réalisées par TransÉnergie.

18. Référence : ~~HQD-2, document 3, page 16, lignes 23 et 24 et page 17,~~