

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC À LA DEMANDE DE
RENSEIGNEMENTS NO 5 DE LA RÉGIE**

- 1. Références :**
- i) HQD-6, document 1, page 18
 - ii) HQD-1, document 6.2, page 4 (Réponse à l'engagement numéro 2)

Préambule :

À la référence i, il est mentionné que le coût global de fourniture et transport, au-delà de l'atteinte du volume d'électricité patrimoniale, est comparable au coût générique d'une turbine à gaz à cycle combiné qui est de l'ordre de 5,5 ¢/kWh.

Par ailleurs, en réponse à l'engagement numéro 2 (référence ii), le distributeur fournit le calcul permettant d'obtenir un coût de fourniture et transport de 3,78 ¢/kWh en 2006 pour l'usage « chauffage de l'eau » au tarif D.

Demande :

- 1.1 En fournissant tous les calculs pertinents, veuillez démontrer qu'un coût générique d'une turbine à gaz à cycle combiné de l'ordre de 5,5 ¢/kWh permet d'obtenir un coût global de fourniture et transport de 3,78 ¢/kWh en 2006 pour l'usage « chauffage de l'eau » au tarif D.

Réponse :

Hydro-Québec Distribution tient d'abord à rappeler que, par souci de stabilité du signal et de continuité dans l'utilisation des hypothèses, notamment au niveau de la structure des coûts¹ et des profils propres aux différents usages, le coût évité de fourniture/transport post patrimonial utilisé actuellement par le Distributeur est la somme des coûts de la filière hydraulique jumelés à un coût générique de transport. Dans le même esprit de stabilité, ce coût de transport est introduit graduellement sur la période 2004-2007 afin d'éviter des chocs arbitraires dans les

¹ La structure actuelle des coûts de fourniture reflète les caractéristiques de consommation de la clientèle actuelle. On y retrouve des grands clients industriels ayant une consommation d'électricité à peu près uniforme tout au long de l'année, des clients commerciaux, institutionnels et industriels présentant une grande diversité de charge et des clients résidentiels dont une grande partie utilisent l'électricité comme source d'énergie pour le chauffage des habitations. Globalement, on constate que la demande est beaucoup plus importante durant les mois d'hiver.

Hydro-Québec Distribution prévoit que la structure des coûts de fourniture post-patrimonial pourrait être sensiblement différente de celle actuellement connue. En effet, tel qu'exprimé dans la pièce HQD-2, Document 2 de la requête R-3470-2001, " *La puissance requise en marge de l'énergie patrimoniale est peu différenciée entre l'hiver et l'été d'ici 2011* ". Au-delà de 2011, on s'attend à retrouver un profil de la demande en marge du patrimoine semblable à celui inclus dans l'énergie patrimoniale. Pour cette raison, Hydro-Québec Distribution continue à utiliser les hypothèses habituelles pour évaluer les coûts évités des différents projets ou programmes. Par conséquent, la formule de calcul des coûts évités de fourniture, dont les facteurs d'utilisation reposent sur la structure actuelle des coûts de fourniture, est maintenue sur tout l'horizon d'analyse des mesures d'économie d'énergie. Cela se justifie de surcroît par le fait que la majorité des mesures d'économie d'énergie ont une durée de vie supérieure à 5 ans. La durée de vie moyenne des mesures actuellement considérées est de 10 ans, la durée de vie de certaines mesures allant jusqu'à 30 ans.

coûts. Retenir ces hypothèses permet à Hydro-Québec Distribution d'asseoir ses analyses sur des bases connues et d'assurer une continuité dans ses différentes analyses de rentabilité. Hydro-Québec Distribution agit donc avec prudence et s'assure ainsi de ne pas prendre des décisions ayant des impacts à long terme à partir de paramètres qui pourraient varier pour une courte période.

Le coût marginal générique de transport, estimé à 52,5 \$/kW/an (incluant les pertes) à l'année 2006, correspond au coût d'une nouvelle ligne de transport à haute tension qui inclut les investissements (comprenant les coûts d'intégration aux réseaux collecteurs ainsi que les coûts de raccordement entre les postes de transformation et les centrales) et les charges d'exploitation associées. Il concerne les coûts requis pour transporter des quantités importantes d'énergie provenant de centrales hydrauliques situées loin des centres de consommation. L'ajustement de ce coût pour la prise en compte du facteur d'utilisation de l'usage chauffage de l'eau au tarif D (65,95 %) permet d'obtenir un coût de transport de 0,91 ¢/kWh et un coût global fourniture et transport de 3,78 ¢/kWh, tel que présenté à l'engagement no 2 (pièce HQD-1, Document 6.2).

Pour d'autres usages tel le chauffage des locaux, à partir des mêmes coûts évités unitaires et en appliquant les hypothèses de facteur d'utilisation et de taux de pertes appropriées, le niveau de coûts évités de fourniture et transport utilisé pour l'année 2006 est de l'ordre de 6,0 ¢/kWh (HQD-4, Document 1, pages 14-15) pour les clients assujettis aux tarifs généraux (D, G, M). Ainsi, c'est pourquoi Hydro-Québec Distribution a, en plusieurs occasions, argumenté que les coûts combinés long terme de fourniture et transport sont globalement de l'ordre de grandeur de ceux d'une turbine à gaz à cycle combiné.

Hydro-Québec Distribution réitère qu'à l'issue des appels d'offres, des analyses seront faites pour voir la nécessité d'actualiser la structure et le niveau des coûts évités de fourniture et transport utilisés pour évaluer la rentabilité des mesures d'économie d'énergie.

- 2. Références :**
- i) HQD-6, document 1, pages 55 et 57
 - ii) HQD-1, document 6.4, page 3 (Réponse à l'engagement numéro 4)

Préambule :

La page 55 de la référence i présente la prévision des coûts du programme d'efficacité énergétique pour les Îles-de-la-Madeleine :

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Coûts du programme (milliers de \$ courant)	2 491	2 660	2 749	2 722	2 640	2 594	2 603	2 575	2 430	2 309

La page 57 de la référence i présente la prévision des économies d'énergie pour les Îles-de-la-Madeleine :

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Économies d'énergie (MWh)	15 846	31 196	45 862	45 286	44 699	43 920	43 136	42 546	41 666	40 983

En réponse à l'engagement numéro 4 (référence ii), le distributeur précise que les économies d'énergie présentées dans ce tableau sont annuelles. (nous soulignons)

Demande :

- 2.1 Veuillez expliquer comment les économies d'énergie peuvent tripler entre 2002 et 2004, alors que le niveau d'investissements annuel en efficacité énergétique (coûts du programme) est à peu près constant.

Réponse :

Dans le cas des réseaux autonomes, les programmes d'efficacité énergétique actuels visent uniquement la substitution du chauffage électrique par le chauffage au mazout. Les programmes sont en place depuis plusieurs années et Hydro-Québec Distribution prévoit le maintien des dépenses actuelles dans le scénario de référence.

Pour estimer les économies d'électricité réalisées de 2002 à 2011, un scénario d'abandon des programmes actuels à partir de 2002 a été élaboré. Ce scénario repose sur l'hypothèse qu'en trois ans, soit de 2002 à 2004, 90 % de ceux qui se chauffent actuellement au mazout convertiraient leur système de

chauffage à l'électricité, et ce à raison de 30 % par année, d'où le triplement des économies d'électricité entre 2002 et 2004.

- 3. Références :**
- i) HQD-6, document 1, annexe 1, page 21 (Évaluation des coûts génériques relatifs au réseau de transport principal)
 - ii) HQD-6, document 1, annexe 2, page 10 (Mise à jour des coûts génériques relatifs au réseau de transport principal)
 - iii) HQD-1, document 6.2, page 4 (Réponse à l'engagement numéro 2)

Préambule :

Le tableau de la référence i présente les coûts génériques (en millions de dollars de 2007) relatifs à l'intégration d'une production additionnelle de 1 000 MW sur le réseau principal.

Le tableau de la référence ii présente les coûts génériques (en millions de dollars de 2007) relatifs à l'intégration d'une production additionnelle de 1 500 MW couplée à l'addition d'une charge ponctuelle de 500 MW intégrée au poste Arnaud.

Par ailleurs, en réponse à l'engagement numéro 2 (référence iii), le distributeur présente un coût marginal générique de transport de 52,5 \$/kW/an pour l'année 2006.

Demandes :

- 3.1 Veuillez indiquer la source du coût marginal générique de transport estimé à 52,5 \$/kW/an pour l'année 2006.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

- 3.2 Veuillez fournir les coûts génériques unitaires (en \$/kW) correspondant aux valeurs des tableaux des références i et ii.

Réponse :

Coûts génériques reliés à la référence i :

Zone d'étude	Coût générique (\$can / kW / an) (dollars de 2007)
1, 2, 3, 4, 10	9
5	22
6, 7	14
8	7
9	6

Coûts génériques reliés à la référence ii :

Zone d'étude	Coût générique (\$can / kW / an) (dollars de 2007)
1, 2	7
3, 4, 10	6
5	16
6, 7	9
8	5
9	4

3.3 Veuillez concilier les coûts génériques unitaires des trois références mentionnées au préambule.

Réponse :

Les coûts unitaires génériques de transport des trois références ne sont pas conciliables puisqu'ils ne mesurent pas la même chose et ne sont pas utilisés aux mêmes fins.

Dans les deux premiers cas, il s'agit de coûts reflétant l'intégration à un réseau de base d'une quantité définie de puissance, tenant compte des marges de capacité existantes dans les zones d'étude considérées. De plus, ces coûts excluent les coûts d'intégration aux réseaux collecteurs ainsi que les coûts de raccordement entre les postes de transformation et les centrales. L'exercice de calcul des coûts d'intégration au réseau devrait généralement être refait à chaque appel d'offres et, par le fait même, mener à des résultats pouvant varier dans le temps.

Dans le cas de la référence iii, on utilise une hypothèse générique de long terme permettant une transition sans choc important, en attente des résultats d'appels d'offres, dans les analyses de rentabilité réalisées par Hydro-Québec Distribution. Tel qu'indiqué à la réponse à la question 1.1, ces coûts reflètent les coûts génériques d'une nouvelle ligne de transport à haute tension, incluant les coûts d'intégration aux réseaux collecteurs ainsi que les coûts de raccordement entre les postes de transformation et les centrales, applicables au raccordement et transport d'énergie provenant de complexes hydroélectriques situés loin des centres de consommation. Également, dans ce dernier cas, aucune marge de capacité n'est considérée sur le réseau. Le Distributeur est d'avis que les hypothèses retenues pour l'évaluation des économies d'énergie constituent la meilleure approche permettant une stabilité à long terme des coûts évités globaux de fourniture et transport compte tenu notamment de la durée de vie des mesures; l'approche sera réévaluée à la lumière des résultats de l'appel d'offres pour l'estimation du coût combiné de fourniture et transport à long terme.

- 4. Références :**
- i) ACÉE-SÉ-GS-15, document 2, page 3
 - ii) HQD-6, document 1, annexe 1, page 9 (Évaluation des coûts génériques relatifs au réseau de transport principal)

Préambule :

À la référence i, il est mentionné que :

« Les coûts génériques d'intégration au réseau principal correspondent à une linéarisation d'une courbe représentant les coûts de renforcement du réseau principal en fonction de la valeur des ajouts de production. Cette méthode permet, selon les termes d'Hydro-Québec, d'établir le coût générique de la «perte de la marge de capacité de transport» sur le réseau principal résultant de l'ajout de la nouvelle production. »

De plus, il est mentionné à la référence ii :

« On notera qu'aucun problème de stabilité transitoire n'a été observé lors de l'intégration de ces blocs de production dans le réseau Nord-

Ouest, ce qui met en évidence la disponibilité d'une certaine *marge en capacité de transport* face à ce type de comportement sur cette partie du réseau. » (nous soulignons)

Demandes :

- 4.1 Veuillez indiquer si une injection de 1 000 à 1 500 MW a comme conséquence de diminuer cette marge de capacité de transport sur le réseau principal. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Il importe de noter que la référence i) ACÉE-SÉ-GS-15, document 2, page 3 présente une interprétation incomplète que fait l'intervenant de la position d'Hydro-Québec présentée à la pièce HQD-2, Document 5, Annexe 5A, page 4, lignes 10 à 16, concernant les coûts génériques:

« Les coûts génériques ainsi établis seront appliqués uniformément à tout volume de production pouvant être raccordé à un point d'intégration donné, jusqu'à concurrence de celui de la source témoin. Ils représenteront soit les besoins de renforcement nécessaires du réseau dans le cas où les limites de capacité de transport actuelles seraient dépassées ou soit, dans le cas contraire, la perte de marge sur la capacité actuellement disponible en excédent. »

Sur la partie nord-ouest du réseau, TransÉnergie a observé, en simulant l'injection de 1 000 MW ou 1 500 MW à des points à 735 kV, que la stabilité transitoire était respectée dans cette section du réseau. Par contre, il n'en va pas de même pour d'autres phénomènes de comportement comme la stabilité de tension, la capacité thermique des condensateurs-série et le respect des caractéristiques de protection de ces condensateurs, pour lesquels des équipements additionnels sont requis.

Bien qu'il existe de la marge face au comportement en stabilité transitoire sur cette section du réseau, l'addition de nouvelle production dans le Nord-Ouest a pour effet de réduire cette marge, dans diverses mesures. TransÉnergie a toutefois observé que tous les comportements étaient acceptables selon le volet de la stabilité transitoire.

Par ailleurs, pour ces points d'injection, comme pour tous les autres points d'injection étudiés, TransÉnergie a observé, comme il est mentionné au chapitre 4.7 de la pièce HQD-6, Document 1, Annexe 1, une perte de marge causée par un phénomène de stabilité transitoire pour le complexe des Churchill Falls.

- 4.2 Veuillez indiquer si les équipements ajoutés pour renforcer le réseau de transport sont uniquement ceux requis pour permettre au réseau de rencontrer ses normes techniques de fonctionnement. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Les équipements ajoutés sur le réseau de transport sont uniquement ceux requis pour respecter les critères de conception du réseau de transport principal, pour les injections simulées.

- 4.3 Dans l'affirmative à la demande 4.2, veuillez indiquer si le réseau a, après l'intégration de 1 000 MW, la même marge de capacité de transport qu'avant l'intégration. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Non, le réseau n'a pas la même marge de capacité qu'auparavant, il a une marge réduite. En effet, en premier lieu, la marge de capacité existante est utilisée; ensuite, les équipements ajoutés sont choisis uniquement en fonction des nouvelles contraintes identifiées. Les ajouts d'équipements n'ont pas pour objectif de maintenir ou d'augmenter la marge de capacité initiale.

- 4.4 En vous référant à votre méthodologie, veuillez indiquer la valeur de la perte de marge de capacité de transport. Veuillez expliciter vos hypothèses et vos calculs.

Réponse :

TransÉnergie n'a pas évalué, pour les différents points d'injection, quelle était la marge disponible. La méthodologie vise l'évaluation des renforcements requis pour un volume d'injection significatif en terme d'analyse et en relation avec l'appel d'offres considéré. Ce choix apparaît approprié dans le

cadre de l'analyse du réseau principal. En effet, les points d'injection pourraient s'appliquer à plusieurs offres, l'analyse doit porter sur un volume significatif pour être appropriée et, enfin, la complexité nécessite un traitement différé de l'analyse des offres. Les coûts génériques ainsi obtenus sont jugés appropriés pour l'évaluation sommaire des offres et sont très pertinents pour les combinaisons d'offres. Dans ce dernier cas, une approche avec coût générique est très justifiée puisque, en plus, les offres sont analysées en simultané et qu'il est impossible d'identifier laquelle des offres faisant partie d'une combinaison serait l'élément déclencheur d'un dépassement de seuil.

Si une marge préalable existe pour des points d'injection précis, elle a pour effet de limiter les coûts des renforcements requis, ceux-ci étant alors plus faibles que s'il n'y avait pas cette marge préalable.

Par ailleurs, TransÉnergie envisage remettre à jour cet exercice avant chaque appel d'offres. Dans des cas où les seuils de renforcement n'auront pas été atteints suite aux nouvelles productions intégrées, les marges seront plus faibles et l'ajout d'une nouvelle injection de même volume aurait pour effet d'entraîner un coût de renforcement plus grand.