

**RENCONTRE TECHNIQUE
SUR LA MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DES COÛTS
ÉVITÉS DU DISTRIBUTEUR**

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS
D'OPTION CONSOMMATEURS**

1. **Référence(s)** : D-2006-56, p. 21 and Table 2.2 Slide 10 Power Point Presentation

Préambule :

« La Régie de l'énergie :
Accueille les modifications au PGEÉ du Distributeur, sous réserve
des demandes suivantes :[...]

[...] élaborer, en vue d'un dépôt dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEÉ, un mécanisme de calcul de bonification tenant compte du coût évité de chaque région des réseaux autonomes et des caractéristiques climatiques lorsque pertinent

[...] former, dans le contexte d'une mise à jour des coûts évités dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEÉ, un comité technique réunissant les intervenants et le personnel technique de la Régie, en vue de présenter et d'étudier la méthodologie de calcul de ces coûts évités » (D-2006-56, p.21)

In decision D-2006-56, the Régie approved an avoided cost for 2006 of 8.7¢/kWh as proposed by HQD (D-2006-56, p.18) and ordered the creation of a task-force to examine HQD's methodology to calculate avoided costs for the years 2007 and beyond.

As a result of the Régie decision, HQD held a technical meeting on May 12, 2006 and presented a working document entitled "*Les coûts évités: Concepts, résultats et utilisation*" describing the methodology for avoided costs.

The presentation submitted by HQD on May 12 2006 does not compare the result and differences with the 2006 avoided costs approved by the Régie in R-3519-2003, or the updated avoided costs approved by the Régie in R-3552-2004 and R-3584-2005.

Demande(s) :

- 1.A Prior to its 2007 PGEE budget application, does HQD intend to hold additional meetings to discuss with intervenors and Régie staff the proposed changes to the methodology for avoided costs (including AC in remote communities)? (Justify your answer).

Réponse :

Tel que mentionné lors de la rencontre du 12 mai 2006 (compte rendu de la rencontre sur la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur, page 2 de 4), le Distributeur tient à rappeler que les objectifs de la rencontre étaient de :

- présenter la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur. Cette méthodologie a déjà été présentée dans le cadre des demandes budgétaires précédentes du PGEÉ, a fait l'objet d'une analyse approfondie par les intervenants et la Régie dans le cadre de la demande R-3519-2003 et a été approuvée par la Régie dans la décision D-2004-96 du 13 mai 2004 ;
- présenter le niveau des coûts évités avec la mise à jour de certains paramètres énergétiques.

La méthodologie de calcul des coûts évités pour les réseaux autonomes ne diffère pas de celle utilisée pour le réseau intégré. Les résultats, de même que les calculs, ont été présentés dans le cadre de la demande R-3584-2005 (HQD-1, document 2, annexe D).

Il a été également mentionné lors de la rencontre du 12 mai 2006 que le document de présentation était un document de travail. En effet, les coûts évités qui seront utilisés pour la demande budgétaire 2007 du PGEÉ seront différents de ceux présentés, notamment par la mise à jour des coûts évités transport – charge locale et distribution du réseau intégré. Les coûts évités relatifs aux réseaux autonomes seront également mis à jour pour tenir compte de la plus récente prévision de prix de mazout.

Par ailleurs, les intervenants, le personnel technique de la Régie et le Distributeur ont convenu, suite à la présentation du Distributeur de sa méthodologie de calcul, qu'une seconde rencontre n'était pas requise.

1.B Has HQD done any calculations of AC in remote communities?

- 1.B.i. If so, please provide the details of the results and of the methodology used.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.A.

- 1.B.ii. If not, please specify when the results will be available.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.A.

- 1.C In Table 2.2, slide 10 (Supply-demand of Energy (TWh)) insert lines showing the R-3519-2003 cost assumptions for each marginal supply category.

Réponse :

La question dépasse le cadre de la présentation de la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur car le Distributeur n'utilise pas le coût de chacun de ses contrats pour choisir l'indicateur de coût évité pertinent.

Les bilans offre – demande permettent de montrer le niveau et la structure des besoins en puissance et en énergie du Distributeur et sa stratégie d'achat pour y faire face et permettent ensuite de justifier le choix de l'indicateur de coût évité pour les besoins du PGEÉ.

- 1.D Provide an explanation of all material changes in forecast costs from R-3519-2003.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.C.

- 1.E Confirm which costs are based on actual signed contracts and the cost escalations included in those contracts.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.C.

- 1.F Indicate for each non-heritage pool source of supply, which of the contracts shown are take/pay vs. contracts for which HQD has flexibility to vary the amount purchased.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.C.

- 1.G For each of the contracts for which HQD has flexibility to vary the amount purchased, what is the cost/savings that would result from increased/decreased deliveries?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.C.

2. **Référence(s) :** Table 2.2, Slide 11 Power Point Presentation

Demande(s) :

- 2.A In Table 2.2 (Supply-demand of Power (MW)), insert lines showing the R-3519-2003 cost assumptions for each marginal supply category.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.C.

- 2.B Please provide an explanation of all material changes in forecast costs from R-3519-2003.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.C.

- 2.C Confirm that the second row in table 2.3 (reserve to meet the reliability in power criterion) takes into account variations in demand and temperature. Also specify any other variations that are included in the reserve.

Réponse :

Voir le compte rendu de la rencontre du 12 mai 2006 sur la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur, page 2 de 4.

3. **Référence(s) :** aucune

Demande(s) :

- 3.A Please provide the levelized costs (\$2007) of each category of marginal supply.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.C.

- 3.B Provide a Table comparing the costs described in answer 3a to those filed in R-3519-2003 and/or approved by the Régie (if different).

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.C.

- 3.C Please provide details on the method and assumptions behind the levelized cost calculations.

Réponse :

Tel qu'indiqué à la page 14 de 44 du document « Les coûts évités : Concepts, résultats et utilisation – document de travail », l'indicateur retenu de 8,3 ¢/kWh représente la valeur économique des derniers contrats de long terme signés par le Distributeur. Pour plus de détails voir la réponse à la question 7.A.

4. **Référence(s) :** aucune

Demande(s) :

Préambule :

HQD had an approved PGEE at the time that it received approval of avoided costs (AC) in R-3519-2003. In 2005 and 2006, it received Régie approval of an enhanced PGEE.

4.A Please provide the R-3519-2003 approved demand forecasts (MW and TWh) over the outlook horizon and specifically show for each year the impacts (MW and TWH) of the original PGEE.

Réponse :

La question dépasse le cadre de la présentation de la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur.

Le Distributeur présente la contribution des programmes du PGEÉ dans ses bilans offre – demande en puissance et en énergie, lors des dépôts de son plan d'approvisionnement et de ses états d'avancement. Voir le plus récent état d'avancement du plan d'approvisionnement qui a été déposé à la Régie le 19 octobre 2005.

4.B Please provide the new 2006 demand forecast and show for each year the impacts (MW and TWh) of the new PGEE.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.A.

5. **Référence(s) :** Slide 12, Power Point Presentation

Demande(s) :

5.A HQD states that there are several means available to meet the additional power needs in the winter. Provide details of these supply arrangements and what is cost of each in 2007. Also provide the average levelized cost over the forecast horizon in \$2007.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.A.

5.B Provide details on the forecast amount of Curtailable Industrial Capacity and what is the cost of these arrangements.

Réponse :

La question dépasse le cadre de la présentation de la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur.

Par ailleurs, le Distributeur a déposé le 12 mai 2006 une demande relative aux options de puissance interruptible pour les clients de grande puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de secours (R-3603-2006).

6. **Référence(s) :** Slide 13, Power Point Presentation

Préambule :

HQD Suggests that DSM plan will reduce the overall load curve without changing its shape.

Demande(s) :

- 6.A Given the higher avoided cost/value at peak periods, why does the PGEE not focus on reducing peak needs and needs in the higher cost periods?

Réponse :

Selon la compréhension du Distributeur, cette question vise les programmes déployés dans le cadre du PGEÉ et leurs cibles telle la réduction de la consommation pendant les périodes de pointe. En ce sens, elle dépasse le cadre de la présentation de la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur.

- 6.B Please provide all the reasons why avoided costs for peak/off peak periods and winter periods, rather than levelized AC, should be used to screen PGEE programs.

Réponse :

Tel que mentionné lors de la rencontre du 12 mai 2006, BC Hydro utilise une annuité croissante comme indicateur de coût évité pour tous les usages, contrairement au Distributeur qui fait un raffinement additionnel en calculant un coût par usage à partir d'un signal de coût évité (compte rendu de la rencontre sur la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur, 12 mai 2006, page 3 de 4).

Il s'agit d'un choix méthodologique qui permet au Distributeur d'attribuer une valeur plus spécifique aux divers usages et catégories de client.

7. **Référence(s) :** Slide 14, Power Point Presentation

Demande(s) :

- 7.A Please provide a breakdown of the 8.3 cents paid to Wind Generators by HQP as between the contracted cost of wind supply and the load balancing agreement with HQP, along with the supporting assumptions.

Réponse :

L'information demandée est publique et est disponible aux endroits suivants :

Pour le coût de fourniture et transport :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3569-05/Requete/HQD-02_Doc03_3569_29avr05.pdf

Pour le coût d'intégration de l'éolien :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3573-05/Requete3573/HQD-02_doc01_Preuve_3573_05juil05.pdf

- 7.B It is OC's understanding that the load balancing agreement includes a firming provision that guarantees firm power in the winter and that this is \$80/kW. Why is an additional charge of \$10/kW required for the winter period?

Réponse :

Le Distributeur montre dans ses bilans, qu'au-delà de ses besoins fermes en énergie et en puissance présents tout au long de l'année, subsistent des besoins en puissance en hiver. Le coût de puissance pour évaluer le besoin d'hiver est de 10 \$/kW-an.

- 7.C OC understands that the wind power contracts were based on calls for tender for only "wind" generators – other types of supply were not allowed to participate. Given this restriction why is it appropriate to use the results of the wind tender to determine avoided costs. Might not a wider tender have lead to lower cost supply alternatives and options?

Réponse :

Les derniers contrats de long terme signés et approuvés par la Régie sont effectivement ceux octroyés suite au premier appel d'offres d'énergie éolienne. De plus, un deuxième appel d'offres est en cours pour faire l'acquisition de 2 000 MW d'énergie éolienne au cours des prochaines années. Dans le contexte

actuel, les sources d'approvisionnement provenant de l'énergie éolienne constituent les prochains approvisionnements de long terme du Distributeur. Par ailleurs, le Distributeur ne prévoit pas procéder à des appels d'offres de long terme ouvert à toutes les sources de production sur l'horizon de l'actuel Plan d'approvisionnement.

Le Distributeur considère donc pertinent de retenir son dernier appel d'offres de long terme, en l'occurrence pour de l'énergie éolienne, pour établir son indicateur de coût évité.

- 7.D Do the contracts for wind power allow for increased or decreased purchases in the event that HQD's loads are higher or lower? If not, why are the contract prices an appropriate benchmark for the value of DSM?

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.C.

8. **Référence(s) :** Slide 15, Power Point Presentation, and HQD-1, doc.1, p.30, R-3519-2003

Préambule:

In slide 15, it is not clear how the 1 cent differential was determined.

Demande(s) :

- 8.A Is the 1 cent differential based on the observed difference between peak and off-peak prices or between peak and average prices?

Réponse :

L'écart entre les prix en pointe et les prix hors pointe a déjà été justifié en réponse à la question 23.4 de la Régie dans HQD-2, document 1, page 37 de 53 de la demande R-3519-2003. Il est basé sur l'écart de prix sur le marché de New York entre les heures de pointe et les heures hors pointe. Les données pour les

années 2004 et 2005 donnent sensiblement les mêmes résultats que ceux présentés dans le cadre de la demande R-3519-2003.

- 8.B Also, what “market” was used as the basis and over what period? Did the period include both winter and summer and why has no attempt been made to establish a different differential by season?

Réponse :

Le marché de référence est celui de New York. Le Distributeur a utilisé un écart pointe - hors pointe sur une base annuelle. Il n’y a pas d’écart significatif sur le différentiel pointe - hors pointe entre l’été et l’hiver.

- 8.C Market prices tend to capture both capacity and energy costs. Capacity costs tend to be reflected in the “peak” prices. Is there not some double counting to use markets to establish the peak / off-peak differential and then also to include a cost of capacity (\$10/kW)? (Justify your answer)

Réponse :

Le coût de 10 \$/kW-an reflète le prix payé pour pouvoir inclure la puissance acquise sur les marchés de court terme dans le bilan en puissance. Au-delà du coût de cette puissance, le Distributeur doit payer l’énergie associée sur les marchés de court terme lorsque requis.

- 8.D Confirm that the calculation of the 0.35 cents for capacity is based on a 100% load factor.

Réponse :

Il s'agit d'un facteur d'utilisation de 100 % pour les 4 mois d'hiver.

- 8.E Confirm that peak prices do not take into account climate variations. If they do, please justify.

Réponse :

Les prix reflètent les conditions du marché au moment où l'énergie est achetée.

- 8.F In R-3519-2003, HQD stated that peak hours in neighbouring markets were between 7 a.m. and 11 p.m. during all working days (HQD-1, doc.1, p.30). Please explain why in the Power Point presentation distributed on May 12 (slide 15), peak hours are indicated as being between 6 a.m. and 11 p.m.

Réponse :

La définition des heures en pointe est de 6 h à 22 h en se référant à la notion de *hour beginning* (heure commençant à...) ou de 7 h à 23 h en se référant à la notion de *hour ending* (heure se terminant à...), tel que déjà spécifié en réponse à la question 23.3 de la Régie, HQD-2, document 1, page 37 de 53 de la demande R-3519-2003.

Voir aussi le compte rendu de la rencontre sur la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur, 12 mai 2006, page 3 de 4.

- 8.G Please specify each the peak hours and peak prices corresponding to the Quebec market as opposed to those in neighbouring markets. Please explain.

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'il n'existe pas de marché organisé de l'électricité au Québec.

- 8.H Please provide evidence to support the claim that 8.8¢/kWh (during peak hours) and 7.8¢/kWh (during off-peak hours) is an accurate indicator of peak/off-peak market prices on neighbouring markets, and specify on which markets in particular the prices are based.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 8.A. et 8.B.

AVOIDED COSTS: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION

9. **Référence(s) :** Slides 18 and 19, Power Point Presentation

Demande(s) :

9.A Provide the references to the requisite Regie Decisions for the forecast of growth in native load shown in the Table 3.2.

Réponse :

La décision à laquelle il est fait référence est la D-2004-87, sous-jacente à la demande R-3520-2003.

9.B Provide a calculation equivalent to Slide 16 Table 3.2 for Avoided Costs of Transmission for the horizon 2007-2013 (as opposed to 2004-2013)

Réponse :

Le calcul du coût évité de transport – charge locale présenté lors de la rencontre du 12 mai 2006 est basé sur la planification 2003-2013 et l'indicateur obtenu est une annuité croissante à l'inflation.

Tel que mentionné lors de la rencontre, le Distributeur déposera une mise à jour de ces coûts, basée sur la planification la plus récente de TransÉnergie, lors du dépôt de la demande budgétaire 2007 du PGEÉ (compte rendu de la rencontre sur la méthodologie de calcul des coûts évités, 12 mai 2006, page 2 de 4).

9.C Has HQT updated its native load forecast and investment outlook since 2004?

Réponse :

TransÉnergie a fait la mise à jour de sa prévision dans la demande R-3592-2005.

9.D If not please explain why and when such an update will be filed?

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.B.

10. **Référence(s) :** Slides 22 & 24, Power Point Presentation

Demande(s) :

10.A Slide 22 suggests that medium voltage customers require less facilities to serve them than low voltage customers. However, it would appear from Slide 24 that only one value for avoided distribution cost is calculated. Please confirm this interpretation.

Réponse :

Le coût marginal de distribution prend en compte les investissements requis sur le réseau pour faire face à la croissance de la charge. Cette croissance est provoquée par l'augmentation du nombre ou de la consommation des clients. Sur le schéma de la page 22, ces derniers sont représentés par bloc, soit les clients moyenne tension, les clients basse tension résidentiels et les clients basse tension affaires. Le schéma présente les investissements pris en compte dans le calcul des coûts, soient ceux des tronçons principaux à 25 kV qui alimentent ces clients.

10.B Is the 30 years used to calculate the average cost consistent with the service life assumptions used by HQD in depreciating these assets? If so, provide references. If not, explain the assumptions and impact vs 30 years.

Réponse :

La durée de vie des investissements associés au tronçon principal 25 kV est de 30 ans, durée également utilisée comme période d'amortissement.

11. Référence(s) : Slide 23, Power Point Presentation

Demande(s) :

11.A Please provide the exact references to the requisite Régie Decisions or publicly available information for the forecast of growth in distribution load and investment shown in the Table 4.2.

Réponse :

Ces données ont été fournies en réponse à la question 29 de la Régie, HQD-5, document 1, page 45 de 46 de la demande R-3552-2004.

11.B Provide a calculation equivalent to Slide 23 Table 4.2 for Avoided Costs of Transmission for the horizon 2007-2013 (as opposed to 2004-2013).

Réponse :

Les données du Tableau 4.2 font référence à des coûts de distribution et non à des coûts de transport.

Le calcul présenté est basé sur la planification 2002-2012 du Distributeur et l'indicateur obtenu est une annuité croissante à l'inflation.

Tel que mentionné lors de la rencontre du 12 mai 2006, le Distributeur déposera une mise à jour des coûts de distribution, basée sur la planification la plus récente du Distributeur, lors du dépôt de la demande budgétaire 2007 du PGEÉ (compte rendu de la rencontre sur la méthodologie de calcul des coûts évités, 12 mai 2006, page 2 de 4).

11.C Has HQT updated its distribution load forecast and investment outlook since 2004?

Réponse :

C'est le Distributeur et non TransÉnergie qui fait la mise à jour de la prévision de croissance des réseaux de distribution. Voir la réponse à la question 11.B.

11.D If not, when will such an update be filed?

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.C.

12. **Référence(s) :** Slide 28, Power Point Presentation

Préambule:

The calculation of AC for power assumes the load in question has a load factor of 100%.

Demande(s) :

12.A Please explain why the calculation of the AC for power does not take into account load factor similar to the AC calculation for transmission and distribution (see slide 30 where the formula takes into account load factor)?

Réponse :

Le préambule de l'intervenant est erroné.

Le Distributeur rappelle que le facteur d'utilisation est le rapport entre l'énergie annuelle et la puissance pendant les heures de pointe du réseau.

Le coût évité de la fourniture – transport est déjà exprimé en ¢/kWh. Il est cependant différencié selon les heures (pointe et hors pointe), tel qu'expliqué en réponse à la question 8.A. Le coût

évité d'un usage dépend alors de la proportion de cet usage selon les heures de pointe et les heures hors pointe.

Le coût additionnel de 10 \$/kW en hiver étant réparti également sur chacune des heures d'hiver, ne requiert donc pas l'utilisation d'un facteur d'utilisation annuel des usages ou des catégories de clients pour être converti en ¢/kWh.

Les coûts évités de transport de la charge locale et de distribution sont également calculés en \$/kW-an. Cependant, la transformation de ces coûts en ¢/kWh requiert l'utilisation du facteur d'utilisation annuel des usages et des catégories de clients.

13. **Référence(s)** : Slide 34, Table 6.1, Power Point Presentation

Demande(s) :

13.A Provide a Table (or Tables) showing the equivalent projections for 2007-2013 for D rate customers from the evidence filed in the following applications: R-3552-2004 (HQD-3, doc.1, p.39) and R-3584-2005 (HQD-1, doc.1, Annex D, p.3)

Réponse :

Le Distributeur ne voit pas la pertinence de fournir de nouveau les tableaux des coûts évités déposés lors des demandes budgétaires précédentes R-3552—2004 et R-3584-2005, pour lesquels l'intervenant met les références, dans le cadre d'une demande de renseignements sur la présentation de la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur. Voir également la réponse à la question 1.A.

13.B Provide sensitivity analyses of avoided costs in Table 6.1 calculated with the following changes in input assumptions:

13.B.i. Change in inflation/real discount rate of 1%

Réponse :

La question dépasse le cadre de la présentation de la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur.

Par ailleurs, le Distributeur présente toujours des analyses de sensibilité, notamment sur les coûts évités, dans le cadre des demandes budgétaires annuelles du PGEÉ.

Il est également prématuré de présenter une analyse de sensibilité des coûts évités, puisque ceux-ci seront réévalués dans le cadre de la demande budgétaire 2007 du PGEÉ (voir la réponse à la question 1.A.).

13.B.ii. Increase/Decrease in native load of 1 MW

Réponse :

La question dépasse le cadre de la présentation de la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur.

14. **Référence(s) :** aucune

Demande(s) :

14.A What increase in natural gas prices was assumed over the horizon? Provide the base year and escalation factors.

Réponse :

La question dépasse le cadre de la présentation de la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur, car le Distributeur n'utilise pas le prix du gaz naturel comme intrant.

14.B How does HQD account for the volatility in natural gas prices in calculations of avoided costs?

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.B.

14.C Given the higher avoided costs for space and water heating, is HQD considering fuel-switching programs for these applications in 2007 or beyond?

Réponse :

La question dépasse le cadre de la présentation de la méthodologie de calcul des coûts évités du Distributeur.