

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1
DE L'ACEF**

**1 RÉFÉRENCES : COMMUNIQUÉ D'H.Q. DU 27 SEPTEMBRE 2005 :
MONTRÉAL, LE MARDI 27 SEPTEMBRE 2005**

Préambule :

“Hydro-Québec augmente son objectif d'économie d'énergie: 1 milliard de kWh de plus d'ici 2010”

“Pour Hydro-Québec Distribution, l'atteinte de ce nouvel objectif d'économie permettra de réduire les achats de nouveaux approvisionnements en énergie plus coûteux.

« Au cours de la dernière année, les Québécois ont bien répondu aux différents programmes de réduction d'énergie et ils ont réalisé des économies substantielles, dépassant la prévision d'environ 30 %» a déclaré M. André Boulanger, président d'Hydro-Québec Distribution. Pour l'ensemble des clients, l'atteinte de l'objectif du Plan représente un gain de plus d'un milliard \$.”

“En effet, au 30 juin 2005, l'objectif des différents programmes de remplacement des thermostats mécaniques par des thermostats électroniques était largement dépassé. Plus de 900 000 thermostats électroniques ont été installés dans les foyers québécois. Un autre programme, le diagnostic énergétique personnalisé « Mieux consommer », a connu un franc succès. Plus d'un ménage québécois sur six a rempli ce questionnaire et bénéficié de conseils pratiques permettant une utilisation plus efficace de l'énergie.”

Demandes :

* 1.1 Nous désirons obtenir des données (finales ou préliminaires) sur la plus récente enquête sur la consommation effectuée par H.Q. auprès des consommateurs du Québec : le détail des données demandées se retrouve en annexe 1.

Réponse:

La dernière enquête sur la consommation auprès de la clientèle résidentielle a été réalisée en 2002.

Les renseignements demandés par l'ACEF ont déjà été fournis à différentes reprises : à l'ACEF dans la demande R-3492-2002 en décembre 2002, question n°3, à l'ACEF dans la demande R-3492-2002 en février 2003, à l'ACEF dans le cadre de la demande R-3492-2002- phase 2 (demande de renseignements n°1) et enfin pour répondre à la question n°9 du GRAME dans la cause R-3526-2004 en mars 2004.

Il n'existe pas de données plus récentes à celles fournies pour 2002.

* 1.2 Quel est l'impact effectivement prévu à la lumière de ces informations, en 2006-2007 et après, des programmes d'économie d'énergie sur la demande et sur les tarifs de distribution.

Réponse:

Tel qu'indiqué au tableau 8 de la pièce HQD-2, document 1, page 16, l'impact des programmes d'économie d'énergie sur la demande en 2006 est évalué à 695 GWh. En ce qui concerne les années ultérieures et les impacts tarifaires, ces informations sont produites au dossier R-3584-2005, à la pièce HQD-1, document 1. On y précise entre autres que l'impact tarifaire prévu du PGEÉ en 2006 est une réduction de 3 M\$ (tableau 5.2, page 90).

2 REFERENCES : (HQD-1 DOC. 1, P. 20, TABLEAU 3)

Préambule :

“Seuls les tarifs d'électricité de Manitoba Hydro ainsi que de BC Hydro, de Seattle City Light et de PacifiCorp, pour certaines catégories de clients, sont inférieurs à ceux d'HQD en date du 1/04/05 (Comparaison des prix dans les grandes villes nord-américaines ., 4/ 05 et HQD-13 doc. 1).

Dernier document disponible sur Internet “Tarifs en vigueur le 1er avril 2004” .

Demandes :

* 2.1 Nous désirons obtenir la mise à jour complète de l'étude comparative au 1/04/05.

Réponse:

**Le document de Comparaison des prix dans les grandes villes nord-américaines - Avril 2005 sera disponible sous peu sur le site Internet d'Hydro-Québec à l'adresse suivante :
<http://www.hydroquebec.com/publications/fr/index.html>.**

3 REFERENCES : REQUÊTE D'HQD

Préambule :

20) *Budget investissement total 2006 (incluant projets majeurs) : 696 M\$ (dont 580 M\$ pour les projets de moins de 10 M\$). HQD demande de modifier l'échéancier du programme d'automatisation du réseau (accepté par D-2005-140) à 6 ans. (HQD-8 Doc. 1) :*

Demandes :

*3.1 Quel est l'impact de ce retard sur le coût de service futur et sur la valeur actualisée du projet.

Réponse:

L'étalement du programme sur 6 ans aura pour effet de diminuer la pression sur les coûts de service à court terme (étalement de l'arrivée des amortissements et des frais d'exploitation). Toutefois, à long terme l'impact sur le coût de service sera similaire. L'étalement du programme d'automatisation aura également pour effet de diminuer le coût global actualisé de 30 M\$ (408 M\$ vs 378 M\$).

31) *HQD-11 doc. 3 : Coût en capital prospectif*

* 3.2 Rappelez-nous les divers usages du coût en capital prospectif dans le cadre de la présente demande tarifaire.

Réponse:

Le coût en capital prospectif est utilisé pour évaluer la rentabilité des projets et leurs impacts sur les tarifs d'électricité. Il reflète les conditions qui prévaudront lorsque les investissements seront effectués.

(p. 8) 45) Abrogation proposée des tarifs LR et MR, et 48) du LC (créé lors des surplus années 80) : les clients actuels du LC auront droit de conserver le tarif LP (énergie de secours pour les clients ayant une chaudière électrique ou bi-énergie)

* 3.3 Quel est le coût du maintien du tarif LP pour l'Ensemble de la clientèle ?

Réponse:

Il n'y a pas de coût au maintien du tarif LP, puisqu'il n'y a pas d'écart entre le coût et le prix facturé au client.

46) *Création nouvelle option électricité additionnelle pour la clientèle grande puissance : hors pointe la petite quantité additionnelle d'électricité facturée au coût moyen des approvisionnements à la marge d'HQD et ce sans accroître la puissance facturée.*

* 3.4 Confirmez que cela constitue de l'électricité postpatrimoniale.

Réponse:

Le Distributeur confirme.

**4 REFERENCES : HQD-1, Doc 1, CONTEXTE ET ORIENTATIONS DE LA
DEMANDE TARIFAIRE**

Préambule :

(p. 5) "Comparativement aux deux dernières demandes, le contexte dans lequel opère le Distributeur a fortement changé. L'évolution du coût du service dans les prochaines années, notamment l'importance des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux, la hausse appréhendée du coût de transport pour la charge locale et l'augmentation significative de plusieurs composantes du coût de service, notamment les charges d'amortissement, le coût de retraite et les charges financières, exerceront d'importantes pressions sur les équilibres financiers du Distributeur et conséquemment sur les hausses des tarifs d'électricité. Le coût de service du Distributeur s'élève à 10 051 M\$ en hausse de 508 M\$ par rapport à l'année 2005."

Demandes :

*4.1 Pourquoi une hausse différente (508 M\$) par rapport à élément 32 de la requête (463,2 M\$)?

Réponse:

La hausse de 508 M\$ fait référence à la différence entre le coût de service du Distributeur de l'année témoin projetée 2006 de 10 051 M\$ et le coût de service de l'année de base 2005 de 9 543 M\$. Le montant de 463,2 M\$ à l'article 32 de la requête correspond au revenu additionnel requis de l'année témoin projetée égal au coût du service pour l'année 2006 moins les revenus prévus de cette même année.

a) *(p. 6) "Les achats en électricité représentent à eux seuls plus de 77 % de la hausse du coût du service. Ainsi, au seul chapitre des coûts d'approvisionnement*

postpatrimoniaux (au coût marginal de 8,81¢/kWh vs un coût moyen d'approvisionnement de 2,98¢/kWh), il est prévu des achats de 8,6 TWh en 2006 d'une valeur de 754 M\$, soit plus de 392 M\$ supérieur à ce qui est actuellement prévu pour 2005. Cette somme exclut les montants qui auront été cumulés à partir du 1er janvier 2005 dans le compte de frais reportés prévu pour couvrir les écarts dans le coût des approvisionnements postpatrimoniaux et qui seront récupérés à compter de 2007 en fonction de modalités à être approuvées par la Régie."

(p.7) "Depuis 2001, Hydro-Québec Distribution doit assumer la même facture pour ses services de transport, soit un montant de 2 313 M\$. Durant la période 2001-2005, ses ventes ont augmenté de 18 TWh, contribuant à des revenus accrus de l'ordre de 250 M\$ pour la composante transport intégrée dans les tarifs...Maintenant la hausse du transit pour la charge locale et la réduction des quantités réservées (pour le point à point) font accroître la facture du transport : 340 M\$ au coût de service du Distributeur l'an prochain à titre de coût de transport (170 M\$ pour 2005 et 170 M\$ pour 2006). Cet élément, à lui seul, justifierait une hausse de tarifs de près de 4 %."

* 4.a.1 Veuillez expliquer comment la composante transport intégrée dans les tarifs de distribution a contribué à des revenus accrus de l'ordre de 250 M\$, alors que le transport est tarifé sur la base de la puissance de pointe.

Réponse:

Le tarif de transport a été établi sur la base des besoins prévus pour la charge locale et les clients du service point à point, mais la facturation du transport pour la charge locale correspond à un montant global, actuellement de 2 313 M\$, qui ne varie pas selon la consommation.

* 4.a.2 Expliquez comment et dans quel délai HQD désire que les hausses du coût de transport et d'approvisionnement de 2005 et 2006 soient récupérées dans son revenu requis et ses tarifs ?

Réponse:

En ce qui concerne les coûts de transport, aucune stratégie n'a encore été établie concernant les modalités de récupération de ces montants. Celle-ci fera partie de la prochaine requête tarifaire du Distributeur. En ce qui concerne les coûts d'approvisionnement, il faut distinguer les coûts d'approvisionnement prévus qui sont intégralement ajoutés au calcul de revenu requis 2005 et 2006 et ceux qui sont intégrés aux différents comptes de frais reportés (essentiellement, celui

du tarif BT) qui sont intégrés au calcul de revenu requis selon la règle d'amortissement décidée par la Régie, telle que décrite à la pièce HQD-4, Document 7, page 7.

b) (p. 8) Les coûts de distribution et services à la clientèle

“L'ensemble des coûts de distribution et services à la clientèle sont en hausse de 274 M\$ entre 2006 et 2004 expliqué notamment par la croissance des amortissements (114 M\$: 46M\$ dues aux mises en services pour répondre à la croissance de la demande, 33M\$ du au PGEÉ, 27M\$ pour les frais reportés relatifs au compte BT (si passé dans la base tarifaire), ainsi que par la hausse des charges d'exploitation (84 M\$ dont 59M\$ pour le coût de retraite, 71 M\$ si on ajoute la facturation des fournisseurs internes, 12 M\$ pour les charges d'exploitation liées au projet SIC dont les coûts pour former 1 000 personnes, 4 M\$ pour l'intégration du réseau de Shefferville, 3M\$ pour la vente d'HydroSolution et du coût du capital (70 M\$ dont 37 M\$ du à la croissance de la base de tarification due entre autres à la croissance de la demande, 33 M\$ due à l'évolution des taux d'intérêts)...

(p. 9) Tous ces indicateurs (d'efficience) évoluent en de ça de l'inflation (2,2% en moyenne), l'objectif HQD est de contenir l'évolution de ces 6 indicateurs en de ça de l'inflation dans les prochaines années.'HQD”

* 4.b.1 Quel est le taux d'inflation au Québec pour la même période ?

Réponse:

Inflation au Québec

2001	2,4 %
2002	2,0 %
2003	2,5 %
2004	1,9 %
2005 et 2006	Le Distributeur n'a pas de prévision de l'inflation au Québec

* 4.b.2 Distinguer la contribution à la réduction ou au gel des coûts :

- des gain d'efficience due à l'amélioration de la productivité et aux économies d'échelle

Réponse:

Pour évaluer les améliorations de son efficience, le Distributeur s'est doté d'indicateurs qui servent de repère pour apprécier et

évaluer la performance du contrôle de ses coûts. Par son engagement de limiter la croissance des indicateurs d'efficacité en deçà de l'inflation pour les prochaines années, le Distributeur s'assure d'un contrôle serré de ses coûts. Ces indicateurs figurent à la pièce HQD-3, document 1.

- de la réduction des taux d'intérêt, de la réévaluation de notre dollar, des frais partagés et frais corporatifs lorsqu'il y a lieu.

Réponse:

Les éléments de coûts énoncés contribuent comme suit à l'évolution des coûts de Distribution et de services à la clientèle :

- **Le coût du capital est passé de 799,2 M\$ en 2001 (taux de 9,79 %) à 691,5 M\$ en 2006 (taux de 7,86 %), contribuant ainsi à une réduction des coûts de 107,7 M\$ sur la période considérée. L'impact favorable de la variation du taux d'intérêt s'élève à 169,3 M\$;**
- **À l'exception de l'impact que pourrait avoir la réévaluation du dollar sur le coût du capital, les coûts de distribution et services à la clientèle ne sont pas directement affectés par l'évolution des taux de change;**
- **Les charges des services partagés sont passées de 398,5 M\$ en 2001 à 377,0 M\$ en 2006, contribuant ainsi à une réduction des coûts de 21,5 M\$ sur la période considérée;**
- **Les frais corporatifs sont passés de 35,8 M\$ en 2001 à 36,9 M\$ en 2006, contribuant ainsi à une augmentation des coûts de 1,1 M\$ sur la période considérée.**

d) (p. 10) 2.2 Stratégie tarifaire

"L'écart entre les revenus sur la base des tarifs actuels et les revenus requis découlant du coût de service est de l'ordre de 463 M\$ en 2006, équivalent à une hausse de 5,34 % de l'ensemble des tarifs d'électricité sans compter les hausses anticipées des coûts du service de transport.

(p. 11) Une stratégie à deux volets est donc proposée à la Régie de l'énergie :

1. *une hausse uniforme des tarifs d'électricité de 3 % au 1/04/06, préservant interfinancement*
2. *la mise en place d'un compte d'étalement tarifaire, portant intérêt, où se cumuleront les écarts entre revenus requis additionnels et revenus résultant de la hausse de 3 %. Pour 2006, le montant porté à ce compte sera 203 M\$ (excluant les hausses de transport traités en 2007).*

La hausse proposée de 3 % permet de récupérer dès 2006, 56 % des revenus requis additionnels. Le Distributeur envisage appliquer des hausses tarifaires de 3 % jusqu'à ce que la totalité des revenus additionnels requis soit absorbée. Dans ce contexte et selon le scénario actuel, Hydro-Québec Distribution évalue être en mesure de récupérer la totalité de ses coûts sur une période de huit ans. Le compte d'étalement permettra de répondre à la réalité particulière de 2006 et 2007, où l'on prévoit d'importants écarts entre les coûts et les revenus perçus, par la suite, selon le scénario actuel, ces écarts s'atténuent."

- * 4.d.1 Quelle proportion les intérêts cumulés dans le compte d'étalement représenteront sur le total du remboursement ?

Réponse:

Voir la réponse à la question 14 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.

- * 4.d.2 Soumettre les prévisions de croissance de dépenses et de revenus pour HQD, pour les 8 prochaines années avec l'évolution prévue des tarifs et l'évolution du compte d'étalement, avec la portion frais d'intérêt ?

Réponse:

Voir la réponse à la question 14 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.

e) (p. 12) *Tableau 3 : Évaluation du déficit et de la hausse au 1er avril 2006*

- * 4.e.1 Ajustement - Provision réglementaire 2005 : -31 M\$: de quoi s'agit-il exactement ?

Réponse:

Le principe à l'appui de la provision réglementaire est présenté dans la pièce HQD-5, Document 2 du dossier R-3541-2004.

- * 4.e.2 Pourquoi vous dites une hausse de tous les tarifs de 5,34% alors que $463 / 9543 = 4,85\%$ avant croissance de la demande) ? Ne faudrait-il pas dire hausse des

tarifs excluant les tarifs des contrats spéciaux ? Pourquoi aucune hausse pour les contrats spéciaux ?

Réponse:

La hausse est établie en divisant les revenus additionnels requis pour l'année témoin 2006 avec les revenus des ventes avant hausse excluant les contrats spéciaux, soit : (463,2 M\$ / 8 669,1 M\$), le tout ramené en pourcentage.

Les revenus associés aux contrats spéciaux ne peuvent être considérés dans ce calcul car ces contrats ont des modalités tarifaires qui leur sont propres et qui ne dépendent pas de la hausse des tarifs.

* 4.e.3 79,4 M\$ décalage entre l'année témoin 2006 et l'année tarifaire : récupéré en 2007 dans les tarifs. À prouver la validité du 79,4 M\$ (considérant la croissance de la demande...)?

Réponse:

Le calcul de la provision réglementaire de 2006 à être récupérée dans les tarifs de 2007 est détaillé à la pièce HQD-13, document 5. Une hausse de 3 % appliquée du 1^{er} janvier au 31 décembre 2006 génère des revenus de 260 M\$ dont 79,4 M\$ à être perçus du 1^{er} janvier au 31 mars.

f) (p. 14) 3.1 Méthode de répartition des coûts

“La Régie ne retient pas la proposition du Distributeur voulant que les variations des coûts soient reflétées intégralement dans les tarifs, même si le Distributeur peut démontrer qu’elles n’ont pas pour objet d’atténuer l’interfinancement.” Régie de l’énergie, D-2003-93, p. 185 ... il est important que la méthode retenue capte, le plus fidèlement possible, les liens de causalité entre les coûts de fourniture et les clients pour lesquels ces coûts sont encourus. La Régie juge que, dans la mesure où ces coûts se refléteront dans les tarifs, cela assurera le meilleur signal de prix.” Régie de l’énergie, D-2005-34, p. 131.

Il apparaît que le principe de causalité des coûts (auquel HQD souscrit entièrement) en vertu duquel chaque catégorie de consommateurs assumerait tous les coûts d’approvisionnement associés à leur croissance, se heurte à un autre principe fondamental de la Loi sur la Régie de l’énergie telle qu’interprétée par la Régie, soit celui du maintien de l’interfinancement. Car l’application stricte du principe de

causalité conduit à une baisse de l'interfinancement (p. 15) en faveur du résidentiel. Par ailleurs l'application stricte des principes de causalité et de maintien de l'interfinancement pénalisera les clientèles d'affaires en leur imposant des hausses supérieures à leurs coûts de fourniture impliquée afin de supporter une part des coûts de fourniture du résidentiel.

On ne peut appliquer ces deux principes simultanément sans remettre en question les niveaux d'interfinancement de chacune des catégories de consommateurs, ce qui n'était pas envisagé par la Régie en 2003. L'approche globale proposée par HQD est la seule qui traduit les orientations du gouvernement du Québec telles qu'intégrées dans les décrets sur la répartition des coûts de fourniture patrimoniaux et qui reflète l'interprétation de la Régie de la disposition de sa Loi en regard du maintien de l'interfinancement.

(p. 10) S'inscrire en continuité en adoptant le même traitement global depuis que le volume de consommation de l'électricité patrimoniale a été atteint."

* 4.f.1 Prouvez qu'il y a maintien de l'interfinancement et respect de la causalité avec un exemple chiffré comparant la répartition des coûts d'approvisionnement et l'évolution de l'interfinancement selon la méthode globale versus la méthode marginale que vous soumettez dans la présente cause, en expliquant les hypothèses sous jacentes à la répartition des coûts, à l'interprétation de la causalité qui peut différer selon les deux méthodes et à la mesure de l'interfinancement.

Réponse:

Les arguments relatifs au respect de la causalité des coûts de l'une ou l'autre des méthodes de répartition des coûts d'approvisionnement sont décrits aux réponses aux questions 77 de l'Union des consommateurs. Pour un exemple chiffré, veuillez vous référer aux pièces HQD-12, documents 1.1 et 1.2.

* 4.f.2 (et HQD-12 doc. 1) Montrer que la méthode globale respecte le concept de causalité des coûts tel que défini par la Régie dans sa décision D-2005-34, p. 131 et suivantes et respecte ses exigences en matière de répartition des coûts d'approvisionnements.

Réponse:

Le Distributeur réfère à l'ensemble de sa preuve sur le sujet, principalement aux pièces HQD-12, document 1 du dossier R-3541-2004 et HQD-12, document 1 du présent dossier. Le Distributeur rappelle que dans sa décision D-2005-34, la Régie a accepté pour l'année 2005 le traitement global, mais n'était pas disposée à statuer de façon définitive. Les exigences en matière

de répartition des coûts d'approvisionnement dont fait référence l'ACEF dans sa question concerne des traitements alternatifs que la Régie voulait voir explorer en Comité technique.

* 4.f.3 Montrer en quoi la méthode globale respecte mieux la décision complète de la Régie.

Réponse:

Voir la réponse 4.f.2.

* 4.f.4 La méthode de répartition est-elle explicitée dans le décret gouvernemental 759-2005?

Réponse:

Voir la réponse à la question 38.A d'Option consommateurs à la pièce HQD-14, document 6.

* 4.f.5 De même le décret indique-t-il la volonté du gouvernement d'ajuster les prix de l'électricité patrimoniale à chaque année ?

Réponse:

Voir la réponse à la question 38.B d'Option consommateurs à la pièce HQD-14, document 6.

g) (p. 11) Les travaux du comité technique ont permis aux participants de saisir cette incidence du décret du gouvernement notamment avec le Décret 1070-2004 sur les caractéristiques et les volumes de l'électricité postpatrimoniale. Un traitement à la marge par catégorie de consommateurs sera sensiblement toujours limité dans un contexte où le gouvernement fera à chaque année un décret établissant les coûts de l'électricité patrimoniale sur la base du profil de consommation globale du Distributeur.

(p. 15) De plus, des hausses différenciées éventuelles avec un traitement à la marge auraient un effet non négligeable sur ces prévisions de la demande. Actuellement ces prévisions reflètent l'application de hausses uniformes des tarifs d'électricité. Or des impacts à la baisse ou à la hausse seraient à prévoir sur les ventes des catégories de consommateurs visées par les hausses différenciées. La répartition des coûts par catégorie de consommateurs se réajusterait faisant en sorte que les catégories qui ont moins d'élasticité au niveau de la demande seraient affectées.

* 4.g.1 Expliciter la dernière affirmation et fournir un exemple chiffré.

Réponse:

Voir la réponse à la réponse 81.1 d'Union des consommateurs à la pièce HQD-14, document 11.

(p. 10) "Par contre, il est important de préciser que le scénario A appliqué dans un contexte d'un décret basé sur les proportions des volumes de consommation globale du Distributeur comme celui de cette année (voir pièce HQD-12, Document 1.3), perdrait toute sa signification par catégorie de consommateurs si les volumes de consommation patrimoniale sont révisés à chaque année par le gouvernement comme il l'a fait cette année et l'an passé."

* 4.g.2 Expliquer en détail l'énoncé.

Réponse:

Voir la réponse à la question 72.1 d'Union des consommateurs à la pièce HQD-14, document 11.

h) 3.2 Politique financière : "H.Q. a proposé de revoir les paramètres financiers applicables à HQD et HQT. Or, les incertitudes majeures subsistant sur le profil de risques du Distributeur empêchaient toute réflexion constructive sur la structure de capital et le taux de rendement approprié. Il est donc important de stabiliser le profil des risques d'affaires et des risques réglementaires avant de fixer ces paramètres dont une formule automatique du taux de rendement (p. 16) et la réglementation incitative permettant théoriquement une bonification du taux..."

Dans D-2003-93 (dossier R-3492-2002, phase 2) la Régie se montrait préoccupée par l'évolution du coût de la dette et l'impact du taux de change sur ce coût, et se disait intéressée au concept de dette présumée distincte pour HQD par rapport à H.Q. intégrée. Mais l'appréciation du dollar canadien fait que le coût de la dette intégrée a diminué, de sorte que le passage à la dette présumée ferait normalement hausser le coût du capital."

* 4.h.1 Est-ce qu'il s'agit d'une situation conjoncturelle ? chiffrez la différence de taux sur la dette que donnerait les deux méthodes.

Réponse:

L'évolution du taux de change est difficilement prévisible. La conjoncture actuelle fait en sorte que le coût de la dette intégrée est inférieur à un coût de la dette présumée basée sur un

programme théorique d'emprunt basé sur le concept de dette canadienne équivalente. Cette situation pourrait se renverser si le taux de change se dépréciait à nouveau de façon importante.

Afin d'illustrer l'impact de l'appréciation du dollar sur la comparaison entre le coût de la dette intégrée et un coût présumé théorique basé sur un programme d'emprunt 100 % canadien, Hydro-Québec a mis à jour l'analyse qu'elle avait fournie à la Régie dans son engagement 43 lors de la cause R-3492-2002.

Les résultats sont présentés à l'annexe 10 de HQD-11, document 1 et repris à la page 15 du même document. On constate que contrairement aux résultats de l'analyse effectuée en 2003, le coût de la dette intégrée est maintenant inférieur au coût présumé théorique soit 7,64 % vs 8,5 %.

* 4.h.2 Si notre monnaie se dépréciait la dette présumée distincte fournirait-elle nécessairement un taux de dette plus faible que la dette intégrée ?

Réponse:

Voir la réponse précédente.

* 4.h.3 La réglementation incitative garantit-elle toujours un rendement supérieur ?

Réponse:

Le principe fondamental de la réglementation incitative est d'offrir une bonification du rendement afin d'inciter l'entreprise réglementée à bien performer. Par ailleurs, il est évident que cette bonification dépend des résultats obtenus.

i) 3.3 Structure tarifaire

"Dans sa décision D-2005-34, la Régie souscrit fermement au principe que les tarifs reflètent la structure des coûts du service et demande au Distributeur de mettre à jour ses études sur l'adéquation entre les structures tarifaires et les coûts et de proposer sur quelles composantes des tarifs les hausses tarifaires doivent porter.

(p. 17) Il est de sa responsabilité d'utiliser les leviers disponibles pour d'une part informer sa clientèle de la réalité des coûts avec laquelle il faut composer et d'autre part, proposer des modalités qui permettront d'améliorer le signal de prix reçu par

chaque catégorie de clients et qui les inciteront à l'économie d'énergie. Ainsi, les propositions du Distributeur visent à concentrer davantage les hausses sur la composante élastique du tarif. Ces hausses différenciées par composantes de tarifs n'affectent pas l'interfinancement et sont donc pleinement compatibles avec l'application de la Loi sur la Régie de l'énergie, tout en avantageant dans une même catégorie les clients consommant moins."

* 4.i De qui est-ce la responsabilité : celle d'HQD et/ou de la Régie ?

Réponse:

La responsabilité d'informer la clientèle du contexte d'Hydro-Québec Distribution lui appartient, de même que celle de proposer à la Régie des modalités ou des changements à ses tarifs et conditions. En ce qui concerne ce deuxième volet, toutefois, ceux-ci doivent être approuvés par la Régie. C'est d'ailleurs dans ce contexte que la proposition de hausses différenciées des composantes de tarifs s'inscrit puisqu'elle résulte d'une décision de la Régie.

j) (p. 17) 3.4 Réglementation incitative

"Le modèle de réglementation incitative est généralement considéré supérieur au modèle traditionnel de réglementation économique en ce qu'il s'appuie sur des incitatifs à mieux performer, à l'avantage à la fois de l'actionnaire et des clients. Toutefois, la mise en place d'un tel modèle présuppose que tous les éléments du coût de service sont bien établis. Or, plusieurs éléments fondamentaux du coût de service font encore l'objet de discussions, notamment le compte d'étalement tarifaire, le compte de nivellement pour la température etc..

Il faut statuer définitivement sur chacun de ces éléments afin de permettre l'évolution du contexte réglementaire vers un cadre plus à l'avantage des consommateurs et d'HQD.

(p. 18) HQD entend tirer profit des résultats de sa participation au programme de balisage de PA Consulting pour améliorer son efficacité dans ses activités de base. Il a également mis en place les ressources nécessaires pour s'assurer d'une gestion optimale de ses approvisionnements, ce qui implique l'utilisation maximale de l'électricité patrimoniale et un contrôle serré de ses achats postpatrimoniaux."

* 4.j Donnez des exemples de réglementation incitative et d'entreprises visées qui améliorent la performance à l'avantage de l'utilité et de sa clientèle ? Comment

s'assure-t-on de maintenir la qualité et l'accessibilité des services dans ces types de réglementation incitative ?

Réponse:

Le principal exemple de réglementation incitative est celui de SCGM. Tant qu'aux modalités de cette forme de réglementation, cette question est prématurée puisque ce sujet n'est pas traité dans le présent dossier, tel que confirmé par la décision D-2005-177.

k) 3.5 Politique de rémunération

“Le Distributeur, tout comme les autres divisions d’Hydro-Québec, bénéficie de régimes de rémunération variables pour ses employés qui assure une contribution efficace de ceux-ci à l’amélioration de la qualité du service à la clientèle et à l’efficacité du Distributeur, en fonction de cibles établies par le comité de gestion de la Division Distribution...”

Dans le cadre de sa décision D-2005-34, la Régie toutefois souhaitait que les régimes d’intéressement des employés syndiqués du Distributeur s’appuient plus étroitement sur ses activités. Cette réflexion est en cours et le Distributeur veillera à ce que le régime maintienne ses acquis sans impliquer de coûts additionnels pour le Distributeur.”

* 4.k Quand HQD ourra-t-elle produire des régimes d’intéressement qui répondent aux exigences de la Régie ? Quelles sont les contraintes et délais à l’adaptation de ces régimes ?

Réponse:

Voir HQD-7, Document 4, Section 5.1, page 18.

l) (HQD-1 doc. 1, p. 19) Ainsi, entre le 1er mai 1998 et le 1er avril 2005, la facture énergétique pour une maison moyenne de 158 m² chauffée à l’électricité a crû de 6,1 % alors que la facture de la même maison, chauffée au mazout ou au gaz naturel, a crû respectivement de 120 % et de 59 %. Cette hausse des prix des combustibles a permis à l’électricité d’améliorer considérablement sa position concurrentielle. La hausse différenciée des composantes des tarifs devrait contribuer à donner un meilleur signal de prix aux consommateurs dans le choix de leur mode de chauffage.

* 4.I.1 Soumettre l'étude complète de comparaison des coûts de chauffage pour le différentes catégories de clientèles d'HQD.

Réponse:

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF**
POSITION CONCURRENTIELLE Octobre 2005

Sources d'énergie	Frais d'énergie	Frais d'entretien	Frais d'acquisition	Total	Indice
Résidence unifamiliale (158 m²)					
Électricité (plinthes)	1 158 \$	46 \$	363 \$	1 567 \$	100
Électricité (air chaud)	1 158 \$	185 \$	612 \$	1 955 \$	125
Gaz naturel	1 907 \$	213 \$	747 \$	2 868 \$	183
Mazout	1 698 \$	271 \$	749 \$	2 719 \$	174
Bi-énergie (appoint mazout)	945 \$	246 \$	973 \$	2 163 \$	138
Résidence multifamiliale (604 m²)					
Électricité (plinthes)	5 359 \$	228 \$	1 403 \$	6 990 \$	100
Électricité (eau chaude)	5 359 \$	408 \$	2 896 \$	8 663 \$	124
Gaz naturel	8 529 \$	288 \$	2 562 \$	11 378 \$	163
Mazout	7 508 \$	476 \$	2 692 \$	10 675 \$	153
Bi-énergie (appoint mazout)	4 521 \$	480 \$	3 549 \$	8 551 \$	122
Petit commerce (487 m²)					
Électricité	4 793 \$	358 \$	1 814 \$	6 964 \$	100
Gaz naturel	7 609 \$	533 \$	2 039 \$	10 181 \$	146
Mazout	8 236 \$	598 \$	2 002 \$	10 836 \$	156
Bi-énergie (appoint mazout)	3 884 \$	762 \$	2 573 \$	7 219 \$	104
Petit édifice à bureaux (1 470 m²)					
Électricité (serpentins)	16 937 \$	311 \$	561 \$	17 808 \$	100
Électricité (hydronique)	16 937 \$	1 324 \$	1 715 \$	19 976 \$	112
Gaz naturel	20 396 \$	1 692 \$	2 770 \$	24 858 \$	140
Mazout	22 921 \$	1 725 \$	2 855 \$	27 502 \$	154
Bi-énergie (appoint mazout)	10 960 \$	2 106 \$	3 679 \$	16 745 \$	94
Édifice à bureaux (10 400 m²)					
Électricité (serpentins)	120 578 \$	2 231 \$	34 776 \$	157 585 \$	100
Électricité (hydronique)	120 578 \$	10 092 \$	56 068 \$	186 739 \$	119
Gaz naturel	143 537 \$	11 577 \$	59 532 \$	214 646 \$	136
Mazout	164 702 \$	11 615 \$	60 335 \$	236 652 \$	150
Bi-énergie (appoint mazout)	78 536 \$	10 393 \$	61 715 \$	150 644 \$	96
Hôpital (17 000 m²)					
Électricité (serpentins)	578 063 \$	6 147 \$	45 817 \$	630 026 \$	100
Électricité (hydronique)	578 063 \$	31 143 \$	89 018 \$	698 223 \$	111
Gaz naturel	647 939 \$	33 475 \$	83 176 \$	764 590 \$	121
Mazout	786 634 \$	33 797 \$	84 228 \$	904 659 \$	144
Bi-énergie (appoint mazout)	371 994 \$	29 182 \$	94 046 \$	495 222 \$	79

Hypothèses:

- 1) Chauffage des locaux et de l'eau sanitaire
- 2) Électricité : - tarifs d'électricité en vigueur le 1^{er} avril 2005
- 3) Gaz naturel : - prix de la fourniture et du gaz de compression au 1^{er} octobre 2005 : 38,951 ¢/m³
- tarifs d'équilibrage, de transport et de distribution en vigueur depuis le 1^{er} octobre 2005
- excluant les ajustements d'inventaire
- 4) Mazout : - prix de détail du mazout à Montréal (source: Régie de l'énergie, publication du 5 octobre 2005) : 76,76 ¢/litre
- prix moyen du mazout à la rampe de chargement de Montréal (source: Bloomberg Oil Buyer's Guide, 7 octobre 2005) : 64,4 ¢/litre
- chauffage de l'eau sanitaire à l'électricité
- 5) Frais excluant TPS et TVQ

* 4.1.2 Comparer vos estimations avec celles de l'Agence de l'efficacité énergétique et justifier les écarts.

Réponse:

**Factures annuelles de chauffage des locaux
Octobre 2005
Excluant les taxes**

	HQD		AEÉ	
Électricité	886 \$	100	948 \$	100
Gaz naturel				
Efficacité - 70%	1 312 \$	148	n. d.	n. d.
Efficacité - 80%	1 148 \$	130	1 228 \$	130
Mazout				
Efficacité - 70%	1 426 \$	161	n. d.	n. d.
Efficacité - 80%	1 248 \$	141	1 336 \$	141
Bi-énergie (ÉM)				
Efficacité - 75%	699 \$	79	n. d.	n. d.
Efficacité - 80%	680 \$	77	696 \$	73

Hypothèses

- | | |
|--|--------------------------------------|
| - Nombre d'occupants : 4 | - Coûts unitaires |
| - Région : Montréal | Électricité : 6,31 ¢/kWh |
| - Année de construction : 1983 | Mazout : 76,76 ¢/litre |
| - Type de résidence : Unifamiliale | Gaz naturel : 68,87 ¢/m ³ |
| - Surface habitable : 158 m ² | Bi-énergie : 3,67 ¢/kWh |

Le Distributeur suppose un taux d'efficacité des systèmes de chauffage de 70 % pour le gaz et le mazout et de 75 % pour la bi-énergie. Pour comparer les estimations du Distributeur à celles de l'AEÉ, la position concurrentielle a été calculée en supposant un taux d'efficacité de 80 %.

Il n'existe pratiquement pas d'écart entre les indices du Distributeur et ceux de l'AEÉ. Les légers écarts en dollars s'expliquent principalement par des besoins annuels de chauffage différents : 14 035 kWh pour le Distributeur comparativement à environ 15 000 kWh pour l'AEÉ.

5 REFERENCES : HQD-1, DOCUMENT 2.1 BASE D'ÉTABLISSEMENT DES REVENUS REQUIS

Préambule :

(p. 4) "Les données de l'année de base (2005) ont pour point de départ le budget 2005. Sauf en ce qui a trait à la prévision de la demande et au coût d'approvisionnement (qui sont basés sur 5 mois réels de janvier à mai sur la base des prévisions de juin 2005)), ces données sont révisées en prenant en compte les données réelles des 4 ers mois de l'année, et les nouveaux faits ou orientations qui peuvent influencer sur les prévisions de l'année (dans le cadre de la première revue budgétaire de l'année). Les données relatives à l'année témoin 2006 sont entièrement projetées, à partir des données réelles et prévisionnelles de l'année 2005.

(p. 6) 4.2 Activités non réglementées : se retrouvent dans les centres de profits 5170 et 5180"

Demandes :

* 5 les services de dépannage rendus aux autres réseaux électriques, réalisés par HQD et non par ses filiales, ne devraient-ils pas se retrouver ici ?

Réponse:

Dans la décision D-2005-34, page 54, la Régie démontre sa satisfaction face aux explications fournies par le Distributeur concernant le fonctionnement de son processus de planification opérationnelle.

Le Distributeur fait un rappel de ce fonctionnement à la pièce HQD-1, document 2.1, p.6 :

« ... lorsque des activités sont réalisées pour des tiers ou d'autres divisions d'Hydro-Québec et impliquent un partage des ressources réglementées, les charges afférentes à ces activités sont incluses dans les différentes composantes de coût de distribution et services à la clientèle alors que les revenus générés par la facturation liée à ces activités sont comptabilisés sous la rubrique «Revenus autres que ventes d'électricité» à titre de Facturation interne émise, de Facturation externe émise ou de Récupération de coûts. Tel qu'expliqué à la pièce HQD-5, document 1, malgré que la présentation de ces revenus ait été modifiée dans le présent dossier tarifaire, la nouvelle présentation n'affecte en rien les tarifs d'électricité puisque ces

revenus sont pris en compte lors de l'établissement du revenu additionnel requis. »

6 REFERENCES : HQD-1 DOC. 2.1 : CODE DE CONDUITE ET ANNEXE B.

* 6 En quoi l'application aux affiliés du dit règlement ne pourrait être faite dans le cadre du système de facturation actuel SAG, au lieu d'attendre le système SIC ?

Réponse:

Tel que mentionné à la section 5 de la pièce HQD-1, document 2.2, le Distributeur souhaite que les actions amorcées en vue de récupérer certains revenus relativement aux entités affiliées soient guidées par leur rentabilité. Il entend donc prioriser ses actions en fonction des revenus additionnels à percevoir, nets des coûts.

Or, l'utilisation pour une seule année du système de gestion des abonnements actuel (SGA) pour permettre l'application des conditions de service aux entités affiliées n'est pas considérée rentable par le Distributeur. En effet, des efforts de programmation considérables seraient nécessaires non seulement dans SGA mais également dans le système SIC qui prévoit déjà une méthode de conversion spécifique pour les données d'entités affiliées. Par ailleurs, il est à noter que d'ici la fin de la deuxième livraison du système SIC, prévue en janvier 2006, le système actuel ne peut aucunement être modifié.

Ainsi, le Distributeur considère inopportun d'apporter des modifications aux systèmes actuels, compte tenu des faibles revenus supplémentaires engendrés pendant environ une année. Le Distributeur souhaite plutôt concentrer ses efforts sur son plan de mesurage, en attendant la mise en place du système SIC qui permettra dès 2007 un mécanisme de facturation, d'encaissement et de recouvrement des entités affiliées distinct de celui des autres clients, contrairement au système actuel.

7 REFERENCES : HQD-2, DOCUMENT 1 PRÉVISION DE LA DEMANDE

Préambule

a) **TABLEAU 1 PRÉVISION DES VENTES POUR 2005 ET 2006, 1 janv au 31 déc (juin 2005)**

Les clients du tarif L diminuent leur consommation de 51,189 TWh à 46,853 (baisse de 4,316 TWh) alors que les contrats spéciaux augmentent de 19,173 TWh à 26,656 TWh :

Demandes :

* 7.a.1 Expliquez et séparez l'évolution respective des contrats spéciaux et du tarif L.

Réponse:

Le tableau 3 de la pièce HQD-2, Document 1 présente l'impact du transfert en 2006 des deux clients du tarif L vers les contrats particuliers. Les autres explications pour l'évolution respective du tarif L et des contrats spéciaux sont présentées aux lignes 8 à 21 de la page 8 de la même pièce.

* 7.a.2 Fournir les décrets à l'appui du transfert des charges du L aux contrats spéciaux.

Réponse:

Voir le décret 759 2005, déposé en preuve du présent dossier à la pièce HQD-12, Document 1.3. Dans ce décret, le gouvernement présente les volumes de consommation patrimoniale des catégories de consommateurs. Ces volumes sont établis sur la base du traitement global, c'est-à-dire en proportion des ventes totales des catégories de consommateurs. Les volumes d'électricité patrimoniale répartis au tarif L de même qu'à la catégorie Contrats spéciaux reflètent le transfert des deux clients, du tarif L vers les contrats spéciaux, tel qu'expliqué aux pages 11 et 12 de HQD-12, Document 1.

b) *MR et LR marginal : aucune prévision pour 2006 :*

* 7.b quand la décision de la Régie concernant leur abolition doit-elle venir (avant janvier 2006).

Réponse:

La décision de la Régie quant à l'abrogation des tarifs MR et LR sera contenue dans la décision relative à la présente demande et effective au 1^{er} avril 2006.

c) (p. 7) Écart p/r aux prévisions : Tarif D : +344 GWh (+666 GWh normalisés) causée par le nombre de mises en chantier plus important que prévu au second trimestre de 2004.

(p. 7) La révision à la hausse des ventes prévues au tarif BT découle essentiellement du départ moins rapide qu'anticipé d'une partie de cette clientèle en raison des prix élevés des combustibles.

* 7.c Réconcilier le fait que l' on indique au bas du tableau 2 : Évolution de la prévision des ventes pour 2005 : "impact des conditions climatiques sur les ventes publiées au 31 mai de -439 GWh", Ne devrait-on pas avoir alors un écart de (344 GWh + 439 GWh = 783 GWh) ?

Réponse:

L'impact des conditions climatiques de - 439 GWh mentionné à la note 1 du tableau 2 de la pièce HQD-2, Document 1, s'applique aux ventes totales du Distributeur. Outre le tarif D, les tarifs DT, G, M et L se voient aussi attribuer une normalisation pour les conditions climatiques. La part du tarif D de cet impact est de - 322 GWh. L'écart normalisé entre la révision de juin 2005 et la révision d'août 2004 au tarif D est donc bien de 666 GWh, soit 344 GWh + 322 GWh.

d) (p. 14 ??)TABLEAU 8 Prévision des interventions commerciales, juin 2005

*7.d.1 Pour les économies d'énergie est-ce que les prévisions présentées par HQT n'ont pas déjà été dépassées, si oui quelles seront vraisemblablement les économies d'énergie de 2005 à 2007.

Réponse:

Effectivement, les prévisions d'économies d'énergie reliées à l'actuel PGEÉ du Distributeur ont été révisées durant l'été dernier. La version finale sous-jacente à la demande budgétaire 2006 est présentée au tableau 2.4 de la page 11 de 98, de HQD-1, document 1 du dossier R-3584-2005. On peut y lire que pour les années 2005 à 2007 et ce, en date du 26 septembre 2005, le Distributeur prévoit que les GWh implantés pour ces années

seront respectivement de 706, 1 226 et de 1 770 GWh. Cependant, ces données seront revues en 2006, à la lumière des résultats de programmes enregistrés en 2005, ainsi que des conclusions des travaux de conception et de développement menés par le Distributeur.

* 7.d.2 Pour chaque 100 GWh d'économie d'énergie supplémentaire quelle sera la réduction du coût d'approvisionnement postpatrimonial et la hausse du coût du PGÉE ?

Réponse:

Les paramètres actuellement utilisés par le Distributeur pour évaluer la réduction du coût d'approvisionnement post patrimonial engendrée pour chaque 100 GWh d'économie d'énergie supplémentaire, sont présentés aux pages 86 à 94 de 98, de HQD-1, document 1 du dossier R-3584-2005.

Le Distributeur n'a pas évalué la hausse du coût du PGÉE correspondant à chaque 100 GWh d'économie d'énergie supplémentaire. Celle-ci pourrait varier significativement dépendamment de la nature même des mesures d'économies d'énergie considérées et de la stratégie de commercialisation retenue.

**8 REFERENCES : HQD-2, DOC. 2 APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS
POUR 2006**

Préambule

a) "(p. 6) 2.1 Besoins en énergie des clients (incluant besoins de la municipalité de Rapides-des-Joachims alimentée par l'Ontario, d'H.Q. pour ses bâtiments et chantiers, mais excluant la consommation des centrales et génératrices d'urgence) auxquels ont ajouté des pertes de 7,5%.

HQD prévoit des besoins pour le réseau relié de 187,5 TWh (dont 13,1 TWh en perte).

(p. 7) HQD prévoit des besoins en puissance de 35 991 MW (pointe 2005-2006) et 36 070 MW (pointe 2006-2007);

Comme pour la précédente cause tarifaire, les besoins d'approvisionnement 2006 sont évalués en fonction d'un scénario qui suppose une utilisation complète du volume d'électricité patrimoniale et aucun recours à l'entente-cadre. L'électricité

patrimoniale est estimée à 178,9 TWh, d'où l'électricité postpatrimoniale = 8,6 TWh avec 1916 MW en puissance en 2005-2006 et 2 146 MW en 2006-2007.

p. 10) Au delà des contrats court terme et long terme signés, HQD doit acquérir 4,8 TWh d'énergie avec un peu plus de 800 MW de puissance.

Près de 90 % des besoins en énergie sera comblée par des appels d'offres de court terme. Le reste, soit des besoins de très court terme à caractère ponctuel et très volatil, sera couvert par des transactions bilatérales (ex. : Monthly, Weekly, DAM, HAM).”

Demandes :

* 8.a.1 Quelle part des besoins postpatrimoniaux sont acquis à court terme et très court terme.

Réponse:

Tel que présenté au Tableau 1 de la page 10, 82,7 % des besoins en énergie de 2006 seront approvisionnés par des moyens de court terme et de très court terme, soient 7,1 TWh.

Au-delà de l'électricité interruptible, la totalité des besoins en puissance à combler en 2006 seront approvisionnés par des moyens de court terme et de très court terme.

* 8.a.2 Quels sont les coûts accrues de s'approvisionner à très court terme et court terme relativement à un approvisionnement de long terme ?

Réponse:

Les coûts de s'approvisionner à court terme et à très court terme relativement à un approvisionnement de long terme dépendent du prix relatif de chacun des moyens d'approvisionnement. Le prix des moyens d'approvisionnement dépend du niveau (faible ou élevé) et des caractéristiques (ex. : base ou pointe) des besoins ainsi que de la disponibilité (ex. : congestion des interconnexions) et de la diversité des ressources.

Pour 2006, le prix moyen prévu des approvisionnements de long terme est de 9,6 ¢/kWh alors que le prix moyen prévu des approvisionnements de court terme est de 8,6 ¢/kWh tel qu'exposé au Tableau 2 de la pièce HQD-2, document 2 à la page 11 de 22.

* 8.a.3 Dans une planification optimale quelles devraient être les proportions d'approvisionnements de très court terme, de court terme et de long terme ?

Réponse:

Le Distributeur rappelle que ses stratégies d'approvisionnement ont été présentées à la Régie dans le cadre de deux plans d'approvisionnement et de trois états d'avancement et qu'elles ont été approuvées par celle-ci. Voici quelques extraits pertinents :

« Le choix de recourir à l'un ou l'autre des marchés de court terme et de long terme et des différents produits disponibles est normalement fonction de la nature des besoins à satisfaire et [...] par les impératifs de sécurité d'approvisionnement.

[...]

Si, après l'octroi de contrats à long terme débutant à une année donnée, la demande à cet horizon s'avère plus élevée que prévue, il ne sera pas possible, compte tenu des délais pour développer de nouvelles sources de production, de combler ces besoins par des approvisionnements additionnels à long terme. Dans une telle situation, les achats de court terme s'avèreront la seule solution pour faire face à des scénarios de demande plus élevés que le scénario retenu pour fins d'approvisionnement à long terme. [...] En plus, les achats de court terme sont également une solution intéressante pour faire face à une partie de la variation de la demande engendrée par les aléas climatiques, tant en énergie qu'en puissance. La nature même de l'aléa climatique est telle qu'il ne serait pas envisageable de répondre de façon économique à cette demande par un approvisionnement à long terme ferme. »¹

*b) (p. 11) 4 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX
"Le coût des approvisionnements de long terme et celui de l'appel d'offres de court terme A/O 2005-01 sont évalués à partir des contrats correspondants.
(p. 12) Tous les coûts d'approvisionnement, sauf ceux associés à l'entente d'intégration éolienne (requête R-3573-2005 auprès de la Régie) et au contrat de*

¹ R-3470-2001, HQD-2, Document 3, page 15 et 16 de 37.

long terme avec Bowater Produits forestiers du Canada, sont sensibles aux fluctuations du taux de change (1,2313 \$CAN/\$US). Les livraisons associées aux contrats de court terme en base font l'objet d'une gestion du risque de change, en raison du caractère certain des livraisons associées à ces contrats.

5 INCITATIFS ET GESTION DES APPROVISIONNEMENTS

(p. 13) La stratégie d'approvisionnement assure donc l'accès aux sources d'électricité les moins coûteuses alors que le cadre réglementaire et un suivi très étroit de la Régie permettent une appréciation de la performance.

5.2 *Les appels d'offre de court terme : vise à couvrir la majorité des besoins de court terme par des appels d'offre. HQD répartit les achats sur différentes périodes de l'année afin d'amoinrir le risque de prix, ciblant les mois de l'année où les prix sont moins volatils (avril, mai, septembre à novembre) et ajuster les contrats CT en fonction de l'utilisation anticipée du patrimonial.*

Des produits flexibles donnent accès à des livraisons garanties en ayant l'option de moduler les achats en fonction des besoins prévus à 36 heures d'avis.

5.3 *Les achats de court terme : recours au marché « DAM » et au marché horaire « HAM ». Le Distributeur module ainsi ses approvisionnements en tenant compte des impacts climatiques observés et ceux anticipés à court terme.”*

* 8.b.1 Fournir le détail des divers contrats très court terme, de court terme et de long terme (avec la puissance impliquée, l'énergie et le coût unitaire).

Réponse:

Les informations relatives au volume et aux prix de chaque source d'approvisionnement sont fournies à la pièce HQD-2, document 2 dans les tableaux 1 et 2 aux pages 10 et 11. En terme de puissance, le Distributeur peut compléter en ajoutant que le contrat avec TransCanada Energy (TCE) procure une puissance de 547 MW, celui avec Bowater 20 MW et celui avec Cartier 74 MW. L'appel d'offres de court terme A/O 2005-01 permet d'acquérir, pour les mois de janvier à mars 2006, 400 MW de puissance.

* 8.b.2 Quel sera le coût unitaire d'approvisionnement des centrales au gaz naturel en 2006 ?

Réponse:

Le Distributeur ne sera approvisionné que par une seule centrale au gaz naturel, la centrale de TCE Energy (A/O 2002-01) qui entrera en service en septembre 2006. En vertu du contrat intervenu avec TCE, Hydro-Québec Distribution est tenu de

garder confidentiel le prix unitaire des approvisionnements provenant de cette centrale. La validité de cette clause a été confirmée par la Régie dans sa décision D-2003-146. Voir également la réponse à la question 8.a.2.

* 8.b.3 Cela ne pourrait-il revenir moins cher d'importer via HQP et d'utiliser les possibilités de stockage du réseau hydroélectrique québécois ? HQD a-t-elle vérifié cette possibilité ?

Réponse:

Le Distributeur a accès aux mêmes marchés que Hydro-Québec Production et peut utiliser la flexibilité que lui offre l'électricité patrimoniale pour moduler son patron d'achats au cours d'une année. Compte tenu de cette flexibilité, il n'a pas exploré les possibilités de stockage du réseau hydroélectrique québécois (à l'exception de l'entente d'intégration éolienne).

* 8.b.4 Quelles preuves avez-vous à nous fournir à l'effet que votre stratégie d'approvisionnement est la moins coûteuse ?

Réponse:

Lorsque le Distributeur acquiert ses approvisionnements par appel d'offres ou par dispense, il opte pour ceux ayant le coût total le moins élevé. Bien qu'il soit difficile d'identifier une stratégie qui minimise a posteriori de façon absolue les coûts, le critère du coût total le moins élevé assure que la stratégie ainsi suivie fait partie d'une famille de stratégies économiques.

c) (p. 15) 5.4 Indicateurs de suivi de l'objectif : assurer la sécurité énergétique au moindre coût

- le coût unitaire moyen des approvisionnements post patrimoniaux;*
- les prix de marché;*
- le succès des appels d'offre tel que mesuré par le nombre de soumissionnaires;*
- le degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et le recours à l'entente-cadre.*

* 8.c.1 Quand, comment et par qui sera effectué le suivi ?

Réponse:

La direction Approvisionnement en électricité du Distributeur fait un monitoring continu des prix de marchés, du coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux, du degré

d'utilisation de l'électricité patrimoniale et du recours à l'entente-cadre.

Les résultats finaux de certains indicateurs seront toutefois connus à la fin de l'année.

Les rapports transmis aux organismes de fiabilité font état des actions mises en place par le Distributeur pour assurer la fiabilité de l'alimentation de sa clientèle.

Le Distributeur indique le nombre de fournisseurs qui participent aux appels d'offres.

* 8.c.2 Au besoin quels sont les correctifs possibles ?

Réponse:

Le Distributeur ajuste constamment son portefeuille d'approvisionnement pour tenir compte de l'évolution de la demande au cours d'une année.

d) " 6 INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES : l'utilisation d'instruments financiers ne sert qu'à réduire la volatilité des coûts ou des revenus de façon à obtenir un bénéfice net plus stable et prévisible. Ces instruments permettent d'atténuer, voire d'éliminer certaines incertitudes. Ils ne se matérialisent pas nécessairement par une diminution des coûts d'approvisionnement."

* 8.d.1 En espérance mathématique le coût ne devrait-il pas être minimisé ? Expliquez.

Réponse:

Les deux principaux risques pour le Distributeur sont relatifs aux prix des combustibles, notamment les prix du gaz naturel et de l'électricité. Au-delà de leur impact sur les approvisionnements de long terme indexés au prix du gaz, cette composante a un effet direct sur les marchés de l'électricité, et donc sur les approvisionnements de court terme du Distributeur.

Une gestion à long terme de ces risques par des instruments financiers pourrait permettre de réduire leur volatilité. Toutefois, le Distributeur atteint le même résultat par la mise en place du

compte de frais reportés. En effet, ce compte lui permet d'atténuer les impacts de variation des prix en les lissant au cours des années.

Par ailleurs, une augmentation des prix du gaz, dans la mesure où elle se reflète, même en partie, dans les tarifs d'électricité, permettrait de freiner dans une certaine mesure l'attrait de l'électricité pour les consommateurs gaziers.

“Pour le Distributeur, 4 types de risques pourraient être gérés par des instruments financiers :

*(p. 16) • **Les prix de l'électricité** pour les approvisionnements postpatrimoniaux de court terme constituent un risque croissant pour le Distributeur. Bien que distinct du prix du gaz naturel, il est à noter que l'évolution des prix de l'électricité dans le marché suit généralement*

l'évolution des prix du gaz naturel. Dans certains appels d'offre de CT les prix sont fixés.

*• **Les prix du gaz naturel** constituent un élément d'indexation pour certains contrats d'approvisionnement de long terme. De plus, la position concurrentielle du Distributeur est tributaire du prix des combustibles, notamment le gaz naturel. À cet égard, dans la mesure où les ventes sont déficitaires, l'amélioration de la position concurrentielle se traduit par un transfert de charges non rentables vers l'électricité ce qui détériore le cadre financier du Distributeur.*

*• **Les taux de change** car la quasi-totalité des contrats CT sont libellés en \$US. Le risque de taux de change pour les contrats de court terme est géré par la couverture de change depuis la Décision de la Régie D-2005-34, pour les déboursés certains (lors des contrats pour les contrats de base ou lors de la facturation pour les contrats flexibles).*

*• **Certains autres indices (IPC...)**...*

i) Donc les deux principaux éléments de risque sont le prix de l'électricité et le prix du gaz, qui peuvent être gérés via des instruments financiers ou ce qui revient au même par un compte de frais reporté.

ii) D'un point de vue conceptuel, la présence dans ses composantes de coûts d'approvisionnement d'une partie fluctuant selon le prix du gaz naturel vient mitiger le risque financier déjà présent lié à la substitution vers l'électricité...”

* 8.d.2 Expliquer le sens de ces deux dernières affirmations et en prouver le bien fondé.

Réponse:

Voir la réponse précédente.

* 8.d.3 Le risque sur le prix pour les quantités certaines ou prévues est-il pleinement assumé par HQD ?

Réponse:

Le Distributeur doit intégrer à son coût de service, le coût réel de ses approvisionnements. Par ailleurs, l'étalement de la stratégie d'achat dans le temps permet de gérer le risque sur les quantités, tout en répartissant le risque de prix au cours de l'année.

9 REFERENCES : HQD-4, DOCUMENT 1 LISTE DES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

Préambule

- a) p. 9) HQD demande l'autorisation de 2 principes additionnels :
- 1) création d'un compte de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques : HQD-4 doc. 4;
 - 2) création d'un compte d'étalement tarifaire : HQD-4 doc. 5

Demandes :

* 9.a Quels sont les avantages que la clientèle pourra retirer de ces deux comptes ?

Réponse:

Le compte de nivellement pour aléas climatiques aura pour effet de faire profiter les clients des revenus additionnels de transport et de distribution associés à des kilowattheures additionnels vendus pour cause d'aléas climatiques (chauffage, climatisation). Inversement, le Distributeur se verra compenser pour les pertes de revenus de transport et de distribution occasionnés par des ventes plus faibles que projetées dues aux aléas climatiques. Ce compte permet également de diminuer le risque d'affaires du Distributeur et donc, éventuellement son taux de rendement.

Le compte d'étalement tarifaire a pour but de lisser les impacts des hausses tarifaires auprès de la clientèle tout en permettant au Distributeur de récupérer l'intégralité de son coût de service. Ainsi, dans un contexte où le Distributeur n'aurait pas demandé

le compte d'étalement tarifaire, la hausse des tarifs proposée pour 2006 aurait été de 5,34 % et non de 3 %, ce qui représente un gain monétaire de près de 260 M\$ pour la clientèle (indépendamment de la provision réglementaire), et leur assure une prévisibilité des hausses de tarifs.

b) *HQD demande l'intégration de comptes de frais reportés dans sa base tarifaire :
HQD-4 doc. 7*

* 9.b.1 Quels sont les avantages que la clientèle pourra retirer de cette proposition ?

Réponse:

L'intégration des comptes de frais reportés dans la base de tarification permet de refléter dans les tarifs, de façon simple, l'ensemble des coûts encourus par le Distributeur, nécessaires à la fourniture d'un service fiable et de qualité dont bénéficie la clientèle. La rémunération sur le solde non amorti des frais reportés, correspondant aux coûts déjà encourus qui seront récupérés dans le futur, contribue à donner un juste signal des coûts. Aussi, tel que mentionné en réponse à la question 15.1 de la Régie, ce mécanisme assure un traitement homogène de l'ensemble des actifs du Distributeur.

* *Provision réglementaire pour l'écart entre l'année financière et l'année tarifaire : 31 M\$ pour 2005 (1,2% hausse tarifaire) vs 79 M\$ pour 2006 (hausse 3%).*

*9.b.2 Qu'est-ce qui nous prouve que le 31 M\$ n'a pas été dépassé dans les faits (croissance...)?

Réponse:

La provision réglementaire de 31 M \$ résulte de l'écart entre un scénario d'application de la hausse tarifaire au 1^{er} janvier et un scénario d'application de cette même hausse au 1^{er} avril 2005. Ces deux scénarios reposent par ailleurs sur une même projection des ventes, à la base du revenu additionnel requis autorisé par la Régie pour l'année 2005. Les performances réelles au niveau des coûts ou des ventes du Distributeur ne sauraient modifier ni cette provision, ni les tarifs de 2005. Les

performances réelles du Distributeur seront divulguées dans son rapport annuel 2005.

10 REFERENCES : HQD-4 DOC. 3 : COMPTE DE PASS-ON POUR L'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ POSTPATRIMONIALE

Préambule

HQD-7, Document 2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT "(p. 5) Pour l'année 2006, en conformité avec le paragraphe iii), alinéa 2 de l'article 52.2, le coût réparti à chaque catégorie de consommateurs (pour l'électricité patrimoniale) correspond à celui fixé par le Gouvernement dans son décret no. 759-2005."

Demandes :

* 10 Le gouvernement a-t-il produit le décret à la demande d'H.Q. ?

Réponse:

Non. Le décret a été produit par le gouvernement dans le cadre de l'alinéa 2 de l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie en vertu duquel le coût de fourniture patrimoniale alloué à chaque catégorie de clients correspond «...à celui fixé par le gouvernement.»

Selon l'article 52.2, la responsabilité de fixer les coûts de fourniture par catégorie de consommateurs à partir de l'année suivant l'atteinte du volume patrimonial revient au gouvernement. Le Distributeur fournit à ce dernier les données nécessaires pour qu'il puisse produire le décret.

11 REFERENCES : HQD-7, DOCUMENT 3 COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE SERVICES À LA CLIENTÈLE

Préambule

a) De plus, dans le cadre normal de ses activités, le Distributeur fait face, année après année, à un ensemble d'éléments de nature récurrente (augmentation salariale, inflation) et ponctuelle ayant un impact parfois important sur ses coûts.

Plusieurs de ces éléments sont hors de son contrôle (ex. coût de retraite, paramètres financiers, prix des combustibles, prise en (p. 4) charge du réseau de Schefferville). Les gains financiers anticipés des gains d'efficience ne peuvent combler totalement la croissance des coûts.

Demandes :

* 11.a.1 En quoi les éléments de coûts énoncés sont-ils hors du contrôle d'HQD ?

Réponse:

Les éléments de coûts énoncés sont hors du contrôle direct du Distributeur pour les raisons suivantes :

- **Le coût de retraite et les paramètres financiers sont largement influencés par le rendement et l'évolution des marchés financiers (taux d'intérêt, taux de change, taux de rendement, taux de financement, etc.).**
- **Les prix des combustibles sont tributaires des contextes économique, énergétique et financier, et ce, tant à l'échelle nord-américaine qu'internationale.**
- **La prise en charge du réseau de Schefferville, telle que mandatée par le gouvernement du Québec, s'inscrit dans la mission de base du Distributeur et de son obligation de servir la clientèle québécoise. Les sommes prévues serviront à la mise en conformité des installations existantes et leur exploitation. Il en va ainsi de tous les coûts associés à la croissance de la demande.**

* 11.a.2 Quelle part de la croissance des coûts les gains d'efficience permettent-ils d'absorber ?

Réponse:

Voir la réponse à la question 4.b.2.

b) "Depuis 2004, les coûts de distribution et services à la clientèle sont en hausse de 274,2 M\$. Cette hausse annuelle moyenne de près de 6 % est attribuable notamment aux éléments suivants : le coût de retraite et le taux de rendement sur la base de tarification découlent d'éléments dont le Distributeur n'a pas de contrôle

direct alors que les charges d'amortissement découlent de son obligation de desservir de même que de dossiers ayant fait l'objet d'autorisations antérieures. (p. 5) • le coût de retraite (70,5 M\$ soit plus de 90% de la hausse des charges 'exploitation D'HQD, p. 6) (voir section 2.2.1) ;

• le taux de rendement sur la base de tarification (33,2 M\$);

• les charges d'amortissement (114,3 M\$).

2.1 Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont progressé de 84,4 M\$, passant de 1 049,3 M\$ en 2004 à 1 133,7 M\$ en 2006 soit une croissance annuelle moyenne de 3,9 %;

quatre éléments ponctuels occasionnent à eux seuls, des hausses de coûts de 89,8 M\$ sur la période 2004 à 2006 (voir sections 2.1.1 à 2.1.4). N'eut été de ces quatre éléments, les charges d'exploitation 2006 auraient été au même niveau que celles de 2004, témoignant ainsi des efforts considérables réalisés par le Distributeur afin d'augmenter son efficacité dans ses activités de base."

* 11.b La promesse faite dans le dernier plan stratégique de geler les frais d'exploitation d'HQD est-elle respectée ? si oui, prouvez votre affirmation ?

Réponse:

Le Distributeur vise toujours le maintien de ses charges d'exploitation au niveau prévu dans son dernier Plan stratégique. Toutefois, à des fins de gestion, la notion de gel des charges est appliquée aux charges contrôlables par le Distributeur. Ainsi, elle exclut les éléments exogènes tels la charge de retraite, la sécurisation des installations, les nouveaux projets ou encore les variations de types ponctuelles (SIC, l'acquisition du réseau de distribution de Schefferville, etc.).

11) (HQD-1, Doc. 2.1 p. 6) **CHANGEMENTS AUX ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES :**

a) "VENTE D'HYDROSOLUTION : en juillet 2005, le Distributeur, par le biais de sa filiale Hydro-Québec Valtech inc, a procédé à la vente de HydroSolution. L'impact de cette transaction sur les activités réglementées du Distributeur pour 2005 et 2006 est présenté plus en détail à la pièce HQD-7, doc. 3.

(HQD-7 doc. 3 p. 7) 2.1.3 Vente de HydroSolution En juillet 2005, le Distributeur, par le biais de sa filiale Hydro-Québec Valtech inc, a procédé à la vente de HydroSolution. En 2005 les revenus (récupérations de coûts pour les services rendus à HydroSolution pour la première portion de l'année plus les honoraires de transition pour la deuxième portion de l'année soit maintien des activités d'accueil

téléphonique, de facturation et d'encaissement) ont été évalués à 6,5 M\$, soit un niveau de revenus équivalent à celui des exercices antérieurs (HQD-5, doc. 1). Les employés qui oeuvraient à rendre des services à HydroSolution (soit une trentaine d'effectifs ???), demeurent des employés du Distributeur. Ils seront graduellement réaffectés à de nouvelles tâches, notamment aux activités liées à l'efficacité énergétique.

(p. 8) Le Distributeur est néanmoins conscient que l'intégration de ces effectifs dans ses activités de base s'étalera sur une certaine période en 2006. Afin d'atténuer l'impact des coûts de transition, le Distributeur a réduit ses revenus requis d'un montant équivalent au coût complet avec rendement de ces effectifs (soit 3,5 M\$), assumant ainsi en 2006 la totalité des coûts des effectifs qui oeuvraient à rendre des services à HydroSolution. En raison de son caractère particulier, ce montant a été imputé à la rubrique «Provision - aléas d'exploitation» de la pièce HQD-7, doc. 5.

Ainsi, la vente de HydroSolution a pour conséquence d'augmenter de 3,0 M\$ le revenu additionnel requis du Distributeur en 2006. L'impact s'explique comme suit :

- Perte de revenus (récupération de coûts) 6,5 M\$
- Montant assumé par le Distributeur - 3,5 M\$
- Impact net **3,0 M\$**

L'impact net de 3,0 M\$ correspond à la portion des coûts fixes (dont frais d'envoi de factures et d'encaissement) qui était refacturée à HydroSolution jusqu'au moment de la vente et dont les activités réglementées ont pu bénéficier."

* 11 Pour quelles raisons précises HQD a vendu sa filiale HydroSolution ? La filiale était-elle déficitaire ? Si vous saviez que l'impact net était négatif pour les clientèles pourquoi avoir vendu HydroSolution ? Quel est le gain réalisé lors de la vente d'HydroSolution et comment ce gain profite-t-il aux clientèles régulières d'HQD ?

Réponse:

La vente d'Hydro-Solution s'inscrit dans l'orientation globale de l'entreprise de se concentrer sur ses métiers de base que sont la production, le transport, la distribution de l'électricité et les services à la clientèle.

La filiale Hydro-Solution présentait des résultats financiers positifs depuis plusieurs années. La clientèle d'Hydro-Québec a donc bénéficié de cette situation sur deux plans. D'une part, les services fournis par Hydro-Québec Distribution à sa filiale venaient diminuer la pression sur les revenus requis, et donc sur les tarifs du Distributeur. D'autre part, comme les activités

d'Hydro-Solution étaient non-règlementées, les bénéfices de la filiale étaient comptabilisés dans les états financiers consolidés de la corporation. La contribution de la filiale au bénéfice consolidé d'Hydro-Québec s'est traduite au cours des années passées, par des impacts favorables sur le bénéfice net et les dividendes versés au Gouvernement.

La vente de la filiale au prix de 92 M\$ se traduit par un important gain en capital, obtenu par l'écart entre le prix de vente et la valeur aux livres de la filiale. De ce fait, cette vente aura un impact favorable sur les états financiers d'Hydro-Québec en 2005 et de façon indirecte sur la clientèle.

12 REFERENCES : (P. 8) 2.1.4 ALIMENTATION DES CLIENTS DE LA VILLE DE SCHEFFERVILLE

Préambule

des coûts totalisant 4,0 M\$ ont été prévus en 2006 afin de préparer la prise en charge des activités de fourniture d'électricité dans cette région, d'en assimiler l'ensemble des processus et de les intégrer à ses activités.

Demandes :

* 12.1 Fournir le détail des coûts d'intégration et des charges supplémentaires que les clients de la charge locale devront supporter dans le futur ?

Réponse:

Hydro-Québec Distribution a été mandatée par le Gouvernement du Québec pour prendre en charge l'alimentation en électricité de la région de Schefferville jusqu'alors desservie par la compagnie Iron Ore. Les montants prévus pour 2006 sont tributaires des évaluations techniques (audits) réalisées sur les infrastructures de distribution, de transport et de production. Les estimations de coûts reflètent également les discussions tenues avec les intervenants et partenaires potentiels au dossier. Globalement, le Distributeur prévoit certaines dépenses pour rendre les réseaux conformes aux pratiques d'exploitation d'Hydro-Québec Distribution en réseaux autonomes.

Les montants se préciseront au fur et à mesure des négociations et des conclusions d'entente. Le Distributeur rappelle qu'il recherche la solution la plus économique afin de limiter l'impact sur les tarifs d'électricité. En outre, l'impact pour l'ensemble de la clientèle sera net des revenus des ventes d'électricité perçus par le Distributeur. Un dossier sera déposé à la Régie dès que les négociations et la preuve auront été complétées.

* 12.2 Soumettre le décret gouvernemental requérant à H.Q. d'acquiescer et de prendre en charge le réseau de Schefferville.

Réponse:

L'obligation de desservir découle de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Aucun décret gouvernemental n'est nécessaire pour autoriser Hydro-Québec Distribution à assumer cette responsabilité.

13 REFERENCES : HQD-7, Document 4 MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

Préambule

a) "Salaire de base : En hausse de 14,4 M\$, les salaires de base sont passés de 465,1 M\$ en 2004 à 479,5 M\$ en 2006, soit une hausse annuelle moyenne de 1,5 %. N'eût été des provisions pour les plans d'évaluation des emplois et l'équité salariale, les salaires de base auraient progressé à un rythme annuel moyen de 3,9 % sur la période considérée."

Demandes :

* 13.a.1 Nous comprenons qu'il y aura un impact futur, quand exactement et de quel niveau ?

Réponse:

Hydro-Québec est présentement en négociation avec les syndicats visés (Syndicat des employé-e-s de techniques professionnelles et de bureau d'Hydro-Québec, section locale 2000, SCFP et Syndicat des spécialistes d'Hydro-Québec, section locale 4250, SCFP) et souhaite pouvoir conclure une entente le plus rapidement possible dans le cadre de ces dossiers.

Afin de ne pas porter préjudice aux négociations en cours, les montants des provisions relatives à chacun de ces dossiers ne peuvent être divulgués.

Les provisions pour les plans d'évaluation des emplois et l'équité salariale sont en fait des «réserves» que le Distributeur cumule afin de couvrir le montant qu'il estime devoir payer lors de la conclusion de ces négociations. L'augmentation d'une telle provision doit être constatée annuellement aux charges d'exploitation, conformément aux normes comptables.

Ainsi, lorsqu'un règlement sera conclu et que le montant réel à verser sera connu, seul l'écart (favorable ou défavorable) entre le montant de la provision cumulative et le montant à verser sera imputé aux charges d'exploitation du Distributeur.

(p. 9) "Primes et revenus divers : Les primes et revenus divers totalisent 36,1 M\$ en 2006, soit une diminution de 2,2 M\$ comparativement à 2004. Cette baisse est attribuable essentiellement à la diminution de 2,7 M\$ des coûts des régimes de rémunération variable. En effet, tel que décrit plus amplement à la section 5.4.1 du présent document, le degré d'atteinte des résultats retenu pour établir les prévisions de coûts de ces régimes (soit 66 %) est inférieur au degré d'atteinte réel des résultats pour 2004 (plus de 90 %)."

* 13.a.2 On observe une baisse de 90% à 66% dans l'atteinte des résultats, versus une réduction de 2,2 M\$ des primes : pourquoi cet écart relatif important ? le lien entre résultats atteints et primes versées ne devrait-il pas être linéaire ?

Réponse:

Dans un premier temps, le Distributeur souhaite attirer l'attention de l'ACEF sur le fait que, tel que le démontre le tableau 2 de la pièce HQD-7, Document 4, page 7, la ligne "Primes et revenus divers" n'inclut pas seulement les coûts des régimes de rémunération variable. Ainsi, près de la moitié de cette rubrique concerne les "Autres primes", rubrique qui ne varie pas en fonction du degré d'atteinte des objectifs.

De plus, tel que le démontre le tableau 7 de la pièce HQD-7, Document 4, page 24, seule une portion des coûts des régimes de rémunération variable utilise les hypothèses de 90 % et de

66 % auxquelles fait référence l'ACEF, soit le volet en fonction des résultats du PDG et le volet en fonction des résultats d'Hydro-Québec Distribution.

Ceci dit, le Distributeur confirme que pour ces deux volets, le lien entre les résultats atteints et les primes versées est linéaire. L'ACEF peut d'ailleurs constater ce lien linéaire d'après l'information figurant au tableau 6 de la page 25 (ex. : colonne «Résultats du PDG 10,91 M\$ en 2004 = 90% alors que 7,99 M\$ en 2005 = 66 %)

(p. 20) •"La rémunération globale (dont les salaires de base, les régimes de rémunération variable et les avantages sociaux) se situe à la médiane du marché;"

* 13.a.3 Pour quelle année vaut cette affirmation ? Est-ce que cela tient pour tous les corps de métier? Sinon pour lesquels observe t-on une rémunération moyenne supérieure à la médiane ?

Réponse:

Comme il est indiqué à la pièce HQD-7, Document 4, page 27, l'étude a été réalisée en 2003. Cette affirmation tient pour tous les corps de métiers.

Cependant, les résultats de cette étude demeurent valides puisqu'à chaque année, plusieurs enquêtes sur les politiques salariales des entreprises sont analysées. Elles proviennent d'enquêtes prévisionnelles conduites par les firmes externes ou par des organismes indépendants tels le Conference Board of Canada ou le Groupe de rémunération de Montréal, enquêtes auxquelles Hydro-Québec participe. L'octroi d'augmentations salariales se situant à ce que le marché prévoit consentir à ses employés permet à Hydro-Québec de s'assurer que la position salariale de ses employés demeure autour de la médiane du marché.

La position salariale comparativement au marché est établie en fonction de la médiane du marché. Aucune information portant sur la moyenne ou les écarts par rapport à la moyenne n'est disponible.

Enfin, comme le montre le tableau 10 de la pièce HQD-7, Document 4, l'écart de la rémunération globale est supérieur à la médiane du marché pour les techniciens, les spécialistes et les cadres. La rémunération globale des autres groupes se situe à la médiane du marché.

b) (p. 22) *“le régime d'intéressement corporatif prévoyant le versement d'un boni établi en fonction des résultats de l'entreprise, lui est favorable en ce sens qu'il positionne HQD sur un même pied d'égalité que ses concurrents (tant à l'interne de l'entreprise qu'à l'externe) permettant ainsi d'attirer et de maintenir du personnel compétent chez HQD.*

“même s'il modifiait son régime d'intéressement corporatif actuel pour un régime qui s'appuie strictement sur ses propres résultats, ses coûts n'en seraient nullement affectés puisque les hypothèses sous-jacentes aux montants projetés (degré d'atteinte multiplié par les pourcentages de bonis) seraient les mêmes.” “

* 13.b.1 À prouver le bien fondé de cette dernière affirmation.

Réponse:

Le Distributeur entend par cette affirmation que le montant qui figurerait dans ses coûts pour une année projetée serait le même, qu'importe les modifications qui pourraient être apportées aux différents régimes puisqu'il est déterminé selon la formule suivante : «salaire multiplié par le pourcentage maximal de boni multiplié par le degré d'atteinte projeté, disons 66 %».

“ Cette approche permettait de limiter les taux d'augmentation des salaires de base en introduisant une rémunération dite à risque, sinon des hausses salariales plus importantes auraient dû être octroyées, lesquelles auraient été reconnues dans la prestation de service .”

* 13.b.2 Prouvez-nous que les hausses salariales accordées chez H.Q. ne sont pas plus élevées que dans le reste de l'économie ni plus élevées relativement aux autres entreprises comparées.

Réponse:

Selon "L'indice de croissance des taux de salaires négociés", publié par le ministère du Travail, les augmentations salariales ont évolué comme suit:

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
de l'ACEF**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005 ¹
Ensemble des conventions collectives au Québec (en %)	2,6	2,8	2,6	2,6	2,0	2,5
Hydro-Québec (en %)	2,5	2,5	3,0	3,0	2,0	2,0

¹ Premier semestre de 2005

Hydro-Québec analyse également les renouvellements de conventions collectives couvrant au moins 100 salariés provenant de la publication mensuelle "Les ententes négociées" du ministère du Travail du Québec. L'analyse montre les taux d'augmentation suivants pour les conventions collectives renouvelées en 2004 (148 conventions collectives analysées):

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Taux moyen en %	2,40	2,45	2,43	2,42	2,30	2,32
Taux médian en %	2,49	2,50	2,50	2,45	2,20	2,21
Hydro-Québec	2,00	2,00	2,00	À être renégocié		

Hydro-Québec utilise également les prévisions du Conference Board du Canada. Selon cet organisme, les ajustements salariaux prévus pour le Québec en 2006 vont de 2,2 % à 2,3 % selon le groupe d'emplois. En 2005, ils étaient de l'ordre de 2,3 % à 2,4 %.

Le Groupe de rémunération de Montréal est constitué de plusieurs sociétés composant le marché de comparaison d'Hydro-Québec. L'enquête salariale annuelle de cet organisme fait état d'ajustements salariaux allant de 2,3 % à 2,6 % (selon les groupes d'emplois) en 2004, de 2,4 % à 2,6 % en 2005 et de 2,3 % à 2,4 % en 2006.

c) 6 COÛT DE RETRAITE : la part du coût de retraite attribuée à HQD est constante en 2005/06.

(p. 26) L'estimation du coût de la retraite est très incertaine : selon le témoignage de l'actuaire mandaté par HQD (par HQD ou par H.Q. ???), à l'égard du coût constaté de la charge de retraite d'H.Q. pour l'année témoin 2005 : « Soixante-trois millions (63 M\$) correspondent à l'estimation transmise à la Régie au cours de l'année. Présentement, notre estimation du coût constaté de retraite de 2005 est plus élevée, et se situe à environ au double. »

Les prévisions pour 2004 ont dans les faits été défavorables pour 2004 à HQD de 18M\$.

HQD souligne qu'il assume l'entière responsabilité du risque lié à la prévision du coût de retraite, qui repose sur des calculs actuariels et sur lesquels le Distributeur n'a aucun contrôle.

* 13.c.1 Coût de la retraite : s'agit-il de provisions/imputations ou de dépenses réelles pour H.Q.?

Réponse:

Le coût de retraite d'Hydro-Québec est établi annuellement par un actuaire indépendant, en conformité avec la norme comptable 3461 de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Il est calculé selon la méthode actuarielle de répartition des prestations au prorata des années de service et est basé sur un grand nombre d'hypothèses économiques et démographiques (voir pièce HQD-8 Document 13, page 4 de la demande R-3541-2004). La portion du coût qui est passée en charges représente une charge réelle aux états financiers d'Hydro-Québec qui ne correspond pas au déboursé d'Hydro-Québec. Sur une base annuelle, la charge d'Hydro-Québec peut s'avérer supérieure ou inférieure à son déboursé, par contre, à terme la somme de chacun de ces montants convergera vers un même montant, soit le coût réel du régime de retraite.

* 13.c.2 L'actuaire est-il mandaté par H.Q. ou par HQD ?

Réponse:

L'actuaire est mandaté par Hydro-Québec pour évaluer le coût et l'obligation découlant du régime de retraite d'Hydro-Québec.

14 REFERENCES : HQD-7, DOCUMENT 5 AUTRES CHARGES DIRECTES

Préambule

“(p. 4) 2 RESSOURCES FINANCIÈRES (mauvaises créances, les indemnités pour dommages et les intérêts payés sur les dépôts des clients ainsi que certaines provisions (aléas d'exploitation visant à prémunir HQD contre des aléas d'exploitation (programmes de départ à la retraite, devancement de postes stratégiques, nouveaux diplômés; événements imprévus : panne importante, faillite d'un client Grandes entreprises) demandé des explications car 0 en 2004”

Demandes :

* 14.1 En quoi consiste le programme “nouveaux diplômés”? quel est son coût en 2005 et 2006 ?

Réponse:

La relève en génie de l'énergie électrique étant une question importante pour Hydro-Québec, un programme corporatif a été mis en place afin de mieux répondre aux risques de pertes de savoir et de savoir-faire associées aux départs prévus au cours des prochaines années, de plusieurs centaines d'ingénieurs en électricité qui quitteront l'entreprise, la majorité pour prendre leur retraite. Hydro-Québec s'est donc dotée d'un programme l'engageant à recruter à chaque année des diplômés de l'Institut en génie de l'énergie électrique (IGÉE) et à les aider dans leur intégration.

Le Distributeur embauche à l'occasion des nouveaux diplômés issus de ce programme. Ainsi, les montants prévus pour l'embauche de ces nouveaux diplômés en 2005 et 2006 sont marginaux, soit de l'ordre de 0,2 M\$ par année.

“(p. 4-5) Les provisions visant à prémunir le Distributeur contre certains aléas d'exploitation totalisent 9,1 M\$ en 2006, contre 0\$ en 2004. Ce montant a toutefois été réduit de 3,5 M\$, correspondant au coût assumé par le Distributeur afin d'atténuer l'impact des coûts de transition des effectifs qui oeuvraient à rendre des services à HydroSolution (HQD-7 doc. 3).

HQD est d'avis que tant et aussi longtemps que la provision demeure sous le seuil de 1,5 % de ses charges d'exploitation, elle est raisonnable, prudente et justifiée.

Les provisions pour 2005 et 2006 s'élèvent respectivement à 0,7 % et 0,5 % des charges d'exploitation.

Pour 2004 en mode réel les dépenses de cette nature sont constatées et comptabilisées dans les postes de coûts pertinents. mais en 2004 pas de provision de dépenses à ce chapitre.”

* 14.2 Pourquoi 0\$ en 2004, n'avait-on pas alors d'aléas d'exploitation ?

Réponse:

Dans le cadre du dossier tarifaire R-3541-2004, le Distributeur décrivait le principe de comptabilisation des sommes rattachées à la provision pour aléas liés à l'exploitation, aux pages 4 et 5 de

la pièce HQD-8, Document 5. Aussi, dans le présent dossier, en mode prévisionnel, soit pour les années 2005 et 2006, les provisions sont groupées dans une sous-rubrique des Autres charges directes. En ce qui concerne l'année historique 2004, les coûts encourus, provisionnés en regard des aléas d'exploitation, sont connus et les sommes sont reclassées sous la nature comptable afférente.

* 14.3 La faillite du client industriel implique quelle perte pour HQD ? HQD ne disposait-elle pas de dépôt de ce client ? si oui de quel montant ?

Réponse:

En premier lieu, le Distributeur comprend que la question de l'ACEF devrait plutôt faire référence à un client *Grandes entreprises* tel que mentionné dans le préambule, plutôt qu'à un client industriel.

Aussi, le Distributeur précise qu'aucun client *Grandes entreprises* n'a été ciblé lorsqu'il mentionne à la pièce HQD-7, document 5, page 4 (lignes 16 à 21) ce à quoi les provisions sont prévues.

Enfin, le Distributeur confirme que la perte qu'il doit assumer est en effet, l'excédent des sommes à recevoir sur le montant de dépôt du client en question, le cas échéant. Toutefois, le Distributeur rappelle que, tel que répondu à la question 24c) de l'ACEF au dossier R-3541-2004, les articles 79 et 80 des Conditions de service d'électricité stipulent que le Distributeur peut exiger un dépôt en argent ou une garantie de paiement d'un client qui si, au cours des 24 mois qui précèdent la date de sa dernière facture, n'a pas payé à échéance au moins une facture d'électricité pour l'abonnement dont il est ou était titulaire. De plus, un dépôt ou garantie ne peut excéder une somme égale à la facturation estimée la plus élevée pour la puissance et l'énergie, toute taxes incluses, pour deux (2) mois consécutifs à l'intérieur des 12 mois qui suivent la date de la détermination du montant du dépôt ou de la garantie.

**15 REFERENCES : (HQD-7, DOCUMENT 6 CHARGES DE SERVICES
PARTAGÉS, PAGE 5..)**

Préambule

a) *“HQD négocie et signe avec chacun de ses fournisseurs internes des ententes client-fournisseur spécifiant les prix, les quantités et les niveaux de performance requis et les conditions des facturations.”*

Demandes :

* 15.a Parle-t-on de facturation implicite (imputation) ici ou de facturation explicite ?.

Réponse:

Il s'agit d'une facture explicite établie sur la base d'une consommation et de tarifs.

b) (p. 12) **5 ÉVOLUTION DES SERVICES FACTURÉS PAR HYDRO-QUÉBEC
TRANSÉNERGIE**

“ les sommes totales facturées par TransÉnergie sont passées de 37,5 M\$ en 2004 à 31,8 M\$ en 2006, soit une diminution de 5,7 M\$”

* 15.b.1 Quelles étaient les charges facturées par TransÉnergie de 2001 à 2003 ?

Réponse:

Ces données ont déjà été déposées dans le dossier R-3492-2002 phase II, pièce HQD-5, Document 5, Tableau 11, page 14 de 20, pour les années 2001 et 2002, et dans le dossier R-3541-2004, pièce HQD-8, Document 7, Tableau 8, page 10 de 13, dans le cas de l'année 2003.

* 15.b.2 La réduction des charges entre 2004 et 2006 est-elle due à un transfert de responsabilités ou à une réduction des prix ou des quantités des services Télécom et services d'ateliers ?

Réponse:

Voir pièce HQD-7, Document 6, page 13 de 14.

**16 REFERENCES : HQD-7, DOCUMENT 7 COÛTS CAPITALISÉS AUX
IMMOBILISATIONS**

Préambule

“L’augmentation de 132 000 heures imputées aux investissements entre 2005 et 2006 découle essentiellement de l’intensification des efforts prévus en efficacité énergétique (HQD-7, doc. 4, section 3.2) ainsi que d’un changement de traitement comptable des compteurs modifiant les critères de capitalisation des heures des effectifs affectés à l’installation des compteurs (HQD-8, doc. 1).”

Demandes :

* 16 Précisez le changement ayant été opéré et son impact sur le revenu requis présent et futur?

Réponse:

Le Distributeur a revu ses critères de capitalisation des heures des effectifs affectés à l'installation des compteurs comme suit :

- **Auparavant, les heures des effectifs étaient capitalisées pour les nouvelles installations, que le compteur soit neuf ou usagé;**
- **Maintenant, les heures des effectifs sont capitalisées pour les compteurs neufs seulement, sans égard qu'il s'agisse d'une nouvelle installation ou non.**

Tel que présenté à la pièce HQD-8, document 1, page 8, l’impact de cette modification a été évalué à 3,6 M\$, réduisant ainsi les revenus requis de 2006 d’un montant de 3,6 M\$ et augmentant les investissements d’un montant équivalent. Le Distributeur n’envisage pas d’autre impact découlant de cette modification sur ses revenus requis futurs puisque l’application de ce traitement comptable se fera de façon constante par la suite.

Notons par ailleurs que HQD-7, document 7, page 7 ligne 3 aurait dû se lire: «L’augmentation de 102 000 heures imputées aux investissements entre....».

17 REFERENCES : HQD-7, DOC. 8 FRAIS CORPORATIFS

Préambule

“(p. 4) Les variations dans les frais corporatifs du Distributeur de 2004 à 2006 découlent principalement de la hausse de la masse salariale suite à l’augmentation du coût prévu pour le coût de retraite et de l’évolution des charges du groupe Affaires corporatives et secrétariat général. Ce groupe est sujet à des variations dans son niveau d’activités dépendant des demandes et du contexte.”

Demandes :

* 17 Quantifiez les variations dans le niveau d’activités et expliquer pourquoi les niveaux de demande et le contexte varient ?.

Réponse:

Le budget 2004 du groupe Affaires corporatives et secrétariat général à titre de contribution aux frais corporatifs était de 68,1 M\$ versus des résultats réels de 59,9 M\$, d’où un écart de 8,2 M\$. Cet écart s’explique surtout par le report de plusieurs activités et projets en 2005 et par une gestion rigoureuse des activités.

En 2006, une croissance des charges de l’ordre de 2,8 M\$ est attribuable à la mise en place d’un concept de sécurisation des installations et à un plan d’action en communications. Finalement, les charges prévues en 2006 incluent aussi une charge de retraite de 5,0 M\$ comparativement à une charge nulle en 2004.

17) HQD-7, Document 9 AUTRES CHARGES : 2 AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

“Les amortissements ont progressé de 114,3 M\$ sur la période 2004 à 2006. Cette hausse s’explique comme suit :

*(p. 4) **2.1 Immobilisations** l’amortissement des lignes aériennes et souterraines de distribution est passé de 274,0 M\$ en 2004 à 320,2 M\$ en 2006, soit une croissance de 46,2 M\$. Cette hausse est en lien avec l’augmentation des investissements en croissance de la demande.”*

* 17.2 Quelle part de la hausse de l'amortissement est causée par la méthode à intérêt composé?

Réponse:

La croissance de la charge d'amortissement (46,2 M\$) pour cette catégorie d'actif est attribuable à l'augmentation des investissements en croissance de la demande mais aussi à la méthode d'amortissement à intérêts composés.

Les systèmes ne permettent cependant pas d'isoler la portion de l'augmentation de l'amortissement qui est attribuable à la méthode à intérêts composés.

* 17.3 Les investissements prévus en 2004 et 2005 ne devaient-ils ne pas exercer de pression sur les tarifs ?

Réponse:

Ce qui a été démontré dans la pièce HQD-8, document 2 est le fait que les investissements dédiés à la croissance de la demande ont un impact sur les revenus requis du Distributeur, mais que cet impact est compensé par les revenus que ces ventes additionnelles procurent. (HQD-8, document 2, tableau 4).

Par ailleurs, les investissements du Distributeur dédiés au maintien des actifs ne créent pas de pressions sur les tarifs puisque les montants associés à leurs mises en service sont inférieurs aux amortissements. (HQD-8, document 2, tableau 1).

18 REFERENCES : HQD-8 DOC. 1 DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2006

* 18.1 (p. 9) Le Ratio de pérennité est-il relié au taux réel ou théorique de dépréciation ?

Réponse:

Dans un premier temps, il est important de ne pas confondre les éléments suivants :

Méthode d'amortissement à intérêts composés de 3 % : Cette méthode prend en compte un taux d'intérêt de 3 % mais le 3 % ne donne aucune indication sur la période d'amortissement ou la durée de vie utile de l'actif. Ainsi, une classe d'actif utilisant cette méthode peut être amortie sur une période de 20 ans alors qu'une autre classe d'actif utilisant la même méthode peut être amortie sur une période de 40 ans.

Ratio de pérennité selon la durée de vie : Ce ratio, tel que présenté par le Distributeur à la quatrième colonne de son tableau 5 de la pièce HQD-8, document 1, est calculé pour une classe d'actif donnée, en fonction de la MOYENNE des durées de vie utile utilisées par le Distributeur pour amortir ces actifs. À titre d'exemple, si la moyenne des durées vie utile d'une classe d'actif est de 35 ans, le Distributeur devrait investir annuellement 1/35 (ou 2,9 %) de la valeur totale d'origine afin d'en assurer la pérennité. Ce ratio est un taux de renouvellement théorique.

Ratio de pérennité selon la demande : Ce ratio, tel que présenté par le Distributeur à la dernière colonne de son tableau 5 de la pièce HQD-8, document 1, est le constat pour une classe d'actif donnée, de la valeur prévue des investissements durant l'année par rapport à la valeur totale d'origine de ces mêmes actifs. Ce ratio ne représente pas nécessairement ce que le Distributeur juge nécessaire pour assurer la pérennité de son réseau.

Tel que mentionné à la pièce HQD-8, Document 1, le Distributeur a du retarder, depuis quelques années, certains investissements visant la pérennité de son réseau de distribution. Ainsi selon lui, le niveau des sommes prévues pour 2006 sont insuffisantes à moyen et long terme pour assurer la pérennité de son réseau de distribution. De plus, le Distributeur mentionne à cette même pièce qu'il revoit présentement son cadre de travail et ses hypothèses afin d'étoffer son dossier argumentaire et de justifier pour l'année 2007 et les suivantes, les autorisations d'investissement indispensables au maintien de la pérennité des actifs du réseau de distribution.

* 18.2 le taux théorique de dépréciation comptable de 3% est-il en réalité plus élevé que nécessaire ? d'autant si une partie du maintien peut être réalisé par le biais d'autres types d'investissement.

Réponse:

(Voir réponse à la question 18.1 pour ce qui est de la première portion de la question).

Le Distributeur procède présentement à l'analyse des durées de vie réelles de certains actifs afin de déterminer si les durées de vie comptables devraient être révisées. Pour l'instant, aucun constat ne permet au Distributeur de modifier la durée de vie prévue des différents équipements. Ces travaux s'inscrivent dans la révision du cadre de travail et des hypothèses mentionnées à la question précédente, permettant ainsi au Distributeur de justifier pour l'année 2007 et les suivantes, les autorisations d'investissement indispensables au maintien de la pérennité des actifs du réseau de distribution.

Par ailleurs, il est vrai qu'une portion des autres types d'investissement (croissance, amélioration et respect des exigences) contribue à la pérennité de son réseau, mais il s'agit d'une faible proportion.

b) "(p. 12) Aussi HQD prévoit investir 3,5 M\$ pour améliorer l'exploitation des CED (Centres d'exploitation de Distribution) et 7,2 M\$ pour l'évolution de son environnement de téléphonie."

* 18.b Expliquez le type d'investissement et la pertinence.

Réponse:

Les sommes prévues pour le développement du logiciel CED concernent l'ajout de nouvelles fonctionnalités. Ces fonctionnalités sont nécessaires afin d'assurer l'exploitation optimale du réseau de distribution et de fournir des services de conduite du réseau aux unités territoriales de distribution.

Les projets d'évolution de l'environnement de téléphonie visent la refonte de l'architecture des logiciels servant à faire le pont entre les différents systèmes téléphoniques et informatiques.

c) *“(p. 13) De plus, des investissements de 10,1 M\$ sont prévus pour rencontrer la croissance de la demande dans les réseaux autonomes (besoins en capacité de production, transport et distribution dont la réalisation de projets visant à définir les types de partenariats envisageables et à établir les normes d'intégration de l'énergie éolienne dans un réseau avec une centrale au diesel).”*

* 18.c Précisez de quel type de partenariat il s'agit en énumérant les avantages et inconvénients pour la clientèle ?

Réponse:

Aujourd'hui, le Distributeur vise à mesurer la viabilité technique du jumelage entre énergie éolienne et production à partir de centrales diesel. Ces analyses nécessitent la participation d'équipementiers et de spécialistes pour les technologies de transfert entre les sources d'énergie. Selon les résultats de ces analyses, le Distributeur prévoit procéder par appels d'offres pour le développement de la filière éolienne en réseaux autonomes. Par ailleurs, le Distributeur veut s'assurer, par le biais d'ententes de partenariat, de retombées pour les communautés impliquées. Les caractéristiques des ententes de partenariats envisageables avec les communautés sont à préciser.

d) *(p. 15) 3.4 Respect des exigences : L'enveloppe prévue pour cette catégorie totalise 49,4 M\$ soit 31,0 M\$ pour répondre à des demandes de tiers, 6,5 M\$ pour les poteaux en commun, 5,3 M\$ pour les ententes contractuelles ainsi que 6,6 M\$ pour la sécurisation des installations.*

* 18.d.1 Ce dernier projet (sécurisation des installations) ne doit-il pas faire l'objet d'une autorisation de la Régie ?

Réponse:

Non, puisque les investissements prévus pour le projet de sécurisation des installations du Distributeur ne s'élèvent qu'à 6,7 M\$, soit en deçà de la limite de 10 M\$ requise selon l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

* 18.d.2 Quels sont les coûts totaux pour la sécurisation et l'échéancier de dépenses ?

Réponse:

Le tableau suivant présente les coûts totaux du projet (portion charges et portion investissements) :

	Coûts (M\$)	
	Charges	Investissements
2005	0,8	0,1
2006	2,5	6,6
Total	3,3	6,7

e) (p. 17) 5 PROJETS AUTORISÉS AVANT L'ENTRÉE EN VIGUEUR DE L'ARTICLE 73 "...investissements reconnus prudemment acquis et utiles à HQD par la Régie."

* 18.e Investissements reconnus utiles pour HQD ou pour la clientèle ?

Réponse:

Hydro-Québec Distribution a pour mission de fournir, à la clientèle québécoise, une alimentation électrique fiable et d'offrir des services adaptés aux attentes prioritaires de la clientèle. De plus, ces investissements sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution en vertu de l'article 164.1 de la LRÉ.

f) "(p. 18) Au printemps 2005, le gouvernement a décidé d'annuler son programme sur les sites d'intérêt patrimonial, culturel et touristique, tout en indiquant qu'il maintiendrait son engagement pour les projets déjà autorisés. Par ailleurs, le ministère des ressources naturelles et de la faune (MRNF) a demandé à H.Q. de prendre la relève du programme abandonné en intégrant un volet couvrant les sites d'intérêt patrimonial, culturel et touristique, lors de la révision de son programme d'enfouissement. Pour 2006, HQD a fixé son budget d'investissement à 24,5 M\$, dont 20,4 M\$ pour couvrir sa contribution relative aux projets pour lesquels le gouvernement s'est engagé. Lorsque les modalités de la révision aux programmes d'enfouissement auront été arrêtées, le Distributeur sera en mesure de mettre à jour ses prévisions d'investissement."

* 18.f.1 Le gouvernement compensera-t-il H.Q. pour le fait qu'il prenne la relève du dit programme?

Réponse:

Le Distributeur ne peut répondre en lieu et place du Gouvernement du Québec. Actuellement, aucun montant n'est prévu par le Distributeur.

* 18.f.2 Quel coût supplémentaire ce transfert implique-t-il pour HQD ?

Réponse:

Voir la réponse à la question 18.f.1.

**19 REFERENCES : HQD-8 DOC. 2 IMPACT TARIFAIRE SUR 5 ANS DES
INVESTISSEMENTS PRÉVUS**

Préambule

“Leur contribution nette à la base de tarification a été mesurée en déduisant des montants mis en service annuellement, toutes les dépenses d’amortissement du Distributeur associées aux investissements réalisés avant l’année 2006.”

Demandes

* 19 Expliquez pourquoi déduire l’amortissement ?

Réponse:

Le but de l’exercice est de calculer les ajouts nets à la base de tarification. Les investissements du regroupement R1 visent à remplacer ou consolider les actifs en place. Ces actifs ont fait l’objet d’investissement au cours des années antérieures et génèrent ainsi des dépenses d’amortissement. Leur retrait permet d’évaluer l’impact net sur la base de tarification.

**20 REFERENCES : HQD-10, DOCUMENT 1 ÉVOLUTION DES FRAIS
REPORTÉS**

Préambule

a) “(p. 7) Tel qu’autorisé par la Régie, les frais liés au PGEÉ portent intérêt au taux du coût en capital, jusqu’au moment où ils sont inclus dans la base de tarification.”

Demandes :

* 20.a Quels sont les frais cumulés précédemment ainsi que les frais d'intérêt cumulés ?

Réponse:

Le tableau suivant présente l'information demandée :

Plan Global en Efficacité Énergétique (M\$)

	Réel au 31/12/2004	Estimé au 31/12/2005	Estimé au 31/12/2006
Coûts cumulatifs (avant amortissement)	52,0	171,3	326,7
Intérêts cumulatifs (inclus dans les coûts cumulatifs)	0,7	4,2	9,8

b) 3.1.2 Évolution du compte de frais reportés 2004 et 2005

*3.1.2.1 Paramètres retenus pour l'établissement du coût d'approvisionnement
"Dans sa décision D-2005-34, la Régie juge raisonnable le coût moyen des approvisionnements post patrimoniaux pour l'alimentation des clients au tarif BT. Ainsi, pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2005, le coût utilisé est de 7,381 ¢/kWh alors que pour la période du 1er janvier au 31 mars 2006, le coût utilisé est de 8,81 ¢/kWh."*

* 20.b Si le coût réel d'approvisionnement s'avère plus faible, y aura-t-il réduction du déficit du BT ?

Réponse:

Oui.

21 REFERENCES : HQD-12, DOCUMENT 2 RÉPARTITION DU COÛT DU SERVICE DE L'ANNÉE 2006

* 21.a (P. 30) "Relations avec le milieu" : la grande puissance ne contribue pas. Pourquoi ?

Réponse:

Les clientèles desservies pour cette sous-fonction sont les clientèles domestique et d'affaires des réseaux reliés, à

l'exception des clients Grandes entreprises qui sont desservis par la direction principale Ventes -Grandes Entreprises.

Dans sa décision D-2004-47, la Régie a demandé au Distributeur de répartir la base de tarification et le coût de prestation sur la base des volumes d'énergie des catégories de consommateurs concernées (D-2004-47, p.119). Par la suite, la Régie a accepté la méthode de répartition du Distributeur présentée dans le dossier R-3541-2004, dans sa décision D-2005-34 (p.122).

b) (p. 53) ANNEXE 2 : COÛTS DES LIGNES DU RÉSEAU EN MOYENNE ET BASSE TENSION

* 21.b Au tableau 37 il nous manque le bas du tableau à partir de ligne 23.

Réponse:

Voir sur le site Internet de la Régie la pièce HQD-12, Document 2, version corrigée à l'adresse suivante :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3579-05/Requete3579/B-1-HQD-12Doc2_3579_12sept05.pdf

22 REFERENCES : HQD-12, DOCUMENT 3 ÉVALUATION DES IMPACTS DES CHANGEMENTS DE MÉTHODE SUR LE NIVEAU D'INTERFINANCEMENT.

Préambule

a) (p. 6) "Au fil des ans, le niveau d'interfinancement a évolué pour refléter la situation actuelle qui prévaut tant au niveau des coûts qu'au niveau des ventes entre les catégories de consommateurs. Les changements apportés à la méthode de répartition des coûts du Distributeur ont eu un impact sur les indices d'interfinancement. Il faut exclure l'effet des ces changements de méthodes pour ne capter que les effets des prix, coûts et volumes qui font varier l'interfinancement."

Demandes :

* 22.a.1 Fournir de plus amples explications quand aux effets des prix, coûts et volumes qui font varier l'interfinancement. Ces effets ont-ils un impact sur l'évaluation de la référence 2002 ?

Réponse:

Entre deux années, les indices d'interfinancement ont varié pour différentes raisons. Il n'y a qu'à se référer à la formule de calcul pour comprendre que lorsqu'une des quatre composantes est modifiée, elle aura un effet sur l'indice d'interfinancement.

Par exemple, une augmentation du coût de fourniture (toute chose étant égale par ailleurs) aura un impact différent sur chaque catégorie de consommateurs puisque le coût de fourniture n'a pas le même poids pour chacune des catégories. Autre exemple, si le volume de consommation d'une catégorie de consommateurs augmente (toute chose étant égale par ailleurs), ce changement modifie les facteurs de répartition. Enfin, si le tarif d'une catégorie de consommateurs est augmenté plus rapidement que les autres catégories de consommateurs, il y aura des changements au niveau des indices d'interfinancement.

Tous ces éléments (Prix/Coûts/Volumes) ont un effet sur l'évolution des indices d'interfinancement et ce sont justement ces effets qui doivent être contrôlés. Donc ces effets ne doivent pas avoir d'impact sur l'évaluation de la référence 2002. C'est pourquoi le Distributeur propose de séparer l'impact des changements méthodologiques des autres éléments de façon à établir un indice de référence 2002 comparable sur le plan méthodologique à celui de l'année témoin projetée tel que présenté à la pièce HQD-12, Document 3 et tel que spécifié dans la décision D-2005-34.

* 22.a.2 Est-ce à dire que ces effets doivent être corrigés en ajustant de manière différenciée les tarifs des différentes catégories de clients afin de maintenir l'interfinancement au niveau référence ?

Réponse:

Suite à l'établissement des indices d'interfinancement pour l'année témoin projetée 2006, la Régie devra statuer sur leur acceptabilité. Si elle juge que les indices d'interfinancement ont

un écart significatif par rapport à la balise de référence 2002 ajustée, elle devra corriger les indices par des hausses différenciées.

À noter que des hausses différenciées pourraient avoir des effets non négligeables sur la prévision de la demande. Actuellement ces prévisions reflètent l'application de hausses uniformes des tarifs d'électricité.

À noter également que les critères permettant de qualifier un écart de significatif pour lequel une action doit être entreprise pour corriger les indices, restent encore à être définis.

b) (p. 14) : "Conclusion : La méthode proposée par le Distributeur répond aux exigences de la Régie. Elle permet de suivre de façon rigoureuse l'évolution des indices d'interfinancement utilisant des données prévisionnelles dans la mesure du possible et en éliminant l'effet des changements méthodologiques pour que les balises de référence soient comparables avec les indices d'interfinancement de l'année témoin projetée."

(HQD-12 doc. 1, p. 5) : « Relativement à l'indice d'interfinancement, la Régie souhaitait exclure les effets des modifications des méthodes de répartition de coûts lorsque l'indice d'interfinancement observé est comparé avec la balise de 2002 ».

* 22.b.1 Prouvez que l'évaluation de l'impact des changements de méthodes pris séparément et graduellement chaque année relativement à la précédente année est équivalente à évaluer en bloc l'impact de l'ensemble changements ayant été opérés sur la référence 2002 ?

Réponse:

L'évaluation en bloc des changements méthodologiques apportés à l'étude de répartition des coûts aura pour effet d'amplifier les impacts des effets méthodologiques et rend le suivi très difficile à valider.

La méthode proposée par le Distributeur, soit l'évaluation graduelle des changements méthodologiques, rend le suivi des indices plus précis avec une analyse approfondie à chacune des années, permet de suivre plus facilement les changements apportés à la méthode de répartition et évite d'avoir à recalculer l'impact cumulé de ces changements.

L'évaluation en bloc de l'impact des changements apportés à la méthode de répartition depuis 2002 entraînerait beaucoup de simulations en plus du fait que le format et l'information disponibles en 2006 ne le sont pas forcément pour l'année 2002. Voir également la réponse à la question 33.a d'Option consommateurs à la pièce HQD-14, document 6.

* 22.b.2 Prouvez-nous que votre méthode d'ajustement des résultats d'interfinancement garantit que les changements aux méthodes de répartition se répercutent de la même façon et de manière additive sur l'année référence et sur les années ultérieures, si vous ne vérifiez pas l'impact de tous les changements directement sur l'année de référence 2002 ?

Réponse:

Voir la réponse à la question 22.b.1).

* 22.b.3 En quoi le fait de faire avancer l'année de référence avec les changements cumulés causés par les modifications de méthodes respecte-t-il d'une part l'année de référence 2002 et nous garantit que l'année référence n'aurait pas changer différemment si on avait appliqué les changements ultérieurs et cumulés directement à l'année 2002?

Réponse:

Voir la réponse à la question 22.b.1).

* 22.b.4 En quoi la modification de la référence 2002 respecte la décision de la Régie de comparer avec la balise de 2002, si vous modifiez la balise ?

Réponse:

Dans sa décision D-2005-34, la Régie a demandé au Distributeur d'exclure l'impact des changements de méthode des indices d'interfinancement et de travailler avec des données budgétaires. Le Distributeur respecte la décision de la Régie et les indices 2002 ont été modifiés en conséquence.

23 REFERENCES : HQD-13, DOCUMENT 1 PROPOSITIONS CONCERNANT LES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET LEURS CONDITIONS D'APPLICATION

Préambule

a) (p. 7) *“Comme la Régie l’a reconnu dans ses décisions D-2003-232 et D-2004-47, et comme il le sera à nouveau démontré à la section 4.2, la hausse uniforme des tarifs telle que proposée par le Distributeur ne modifie pas l’interfinancement entre les catégories tarifaires.” ?*

* 23.a.1 Prouvez-nous que l’indice d’interfinancement n’est nullement modifié depuis 2002 ?

Réponse:

Comme le préambule l’indique, la preuve a été fournie à la Régie et a fait l’objet d’une décision en ce sens.

(p. 10) “D’un point de vue tarifaire, les coûts du service s’expriment au niveau de la puissance, de l’énergie et de l’abonnement. La facturation de la puissance permet normalement de récupérer les coûts des équipements nécessaires pour répondre à la demande au moment de la pointe. Même en l’absence de toute consommation en kWh, ces équipements et services doivent être maintenus et par conséquent facturés. Ainsi, les coûts de transport et du réseau de distribution associés à chaque catégorie tarifaire sont des coûts fixes puisqu’ils sont fonction de sa présence en pointe. Ils devraient donc être récupérés via la composante puissance des tarifs... Certains frais dépendent de la quantité d’énergie livrée. Ils représentent des charges variables qui sont normalement récupérées dans la composante énergie des tarifs. Il en va ainsi du coût de la fourniture de chaque catégorie tarifaire qui s’exprime en €/kWh. Il est à noter toutefois que même si ce coût est traité dans la composante énergie du tarif, il reflète néanmoins l’utilisation de la puissance en pointe de chaque catégorie tarifaire puisque la répartition de ce coût se fait notamment sur la base du facteur d’utilisation.”

* 23.a.2 La puissance n’est-elle pas une variable? en quoi la puissance devrait-elle être associée à un coût fixe, alors que la puissance de pointe varie d’année en année, de mois en mois ?

Réponse:

La puissance maximale appelée est un paramètre de facturation (qui ne doit pas être confondu avec un paramètre de répartition de coût) qui peut varier de mois en mois. Toutefois, c’est la contribution d’une catégorie tarifaire à la pointe coïncidente en transport et non coïncidente en distribution qui détermine le niveau d’investissement dans ces réseaux. C’est la prime de puissance appliquée à la puissance à facturer qui permet de

recupérer mensuellement un coût annuel relié à la pointe du client.

* 23.a.3 En l'absence de toute consommation en kWh quelle serait la puissance appelée ?

Réponse:

Même en l'absence de toute consommation, le client doit assumer mensuellement le coût associé à son plus grand appel annuel de puissance.

* 23.a.4 En dehors de la pointe y a t'il des coûts d'opération, d'entretien, d'amortissement et de financement liés aux équipements de transport et de distribution ?

Réponse:

Tous les coûts ont pour objectif de rendre disponibles et opérationnels les réseaux de transport et de distribution au moment de la pointe du réseau. Conséquemment, ces coûts ne peuvent être attribués qu'au moment de la pointe

* 23.a.5 Quelle est la valeur économique du réseau de transport et de distribution en dehors de la pointe si vous ne considérez que la pointe pour en répartir les coûts ?

Réponse:

La valeur économique hors-pointe est nulle.

* 23.a.6 Le coût des barrages électriques et des reservoirs ne constituent-ils pas un coût fixe ? si oui, pourquoi tarifer la fourniture selon le FU et taux de perte alors ?

Réponse:

Bien qu'une centrale hydroélectrique représente en partie un coût fixe, la capacité de cet équipement de rencontrer à la fois les besoins en puissance et en énergie fait qu'une portion du coût fixe doit être attribuée en énergie. C'est pourquoi le prix de la fourniture par catégorie tarifaire est établi en fonction du facteur d'utilisation et du taux de pertes. Voir à ce propos Section 2 de HQD-1, Document 1 de la demande R-3477-2001.

b) (p. 13) *“Il faut tenir compte de l’effet cumulatif d’une hausse tarifaire et d’un changement de structure tarifaire, cela doit être pris en compte pour déterminer la période nécessaire pour atteindre la structure souhaitée...”*

* 23.b Selon HQD quel est le barème (hausse limite, intervalle de hausse acceptable ou écart relatif à l’inflation générale des prix) pour juger de la période d’ajustement acceptable ?

Réponse:

Le Distributeur considère les hausses tarifaires proposées dans les limites acceptables. Par ailleurs, il croit que c’est à la Régie de déterminer ultimement ce qu’elle considère comme étant des hausses tarifaires acceptables.

c) *“La continuité entre les tarifs permet quant à elle d’assurer l’équité entre les catégories tarifaires. En respectant ce principe, les structures tarifaires encouragent les clients à choisir naturellement le tarif qui correspond à leur niveau de consommation et à la durée d’utilisation de leur puissance maximale appelée... Les ajustements des structures tarifaires devraient se faire de façon progressive et, dans certaines circonstances telle que la gestion fine de la pointe, il est préférable de miser sur les options tarifaires plutôt que sur le bouleversement des tarifs de base afin de respecter le libre choix des consommateurs et de tenir compte de leur capacité à modifier leurs profils de charge.”*

* 23.c.1 En quoi la continuité tarifaire est-elle suffisante pour garantir l’équité entre les catégories.

Réponse:

Puisque le tarif D bénéficie de l’interfinancement, la continuité tarifaire n’existe qu’entre les tarifs G, M et L. Il est utile de rappeler que c’est la continuité tarifaire qui permet au client de choisir naturellement le tarif correspondant à son appel de puissance en kilowatts.

* 23.c.2 Quelle est selon vous la capacité de modifier ses profils de charge pour les propriétaires? pour les locataires ? pour les ménages et familles à faible revenu ?

Réponse:

Le Distributeur ne peut pas présumer que tous les clients réagiront de la même façon à une hausse tarifaire. Mais en faisant porter une part plus importante de la hausse dans la portion la

plus élastique du tarif, le Distributeur offre l'opportunité et de meilleures économies sur la facture aux clients qui modifient leur profil de consommation.

d) 3.1.2.2 *“Seuil de la première tranche : Conceptuellement, la première tranche couvre les usages de base (éclairage, électroménagers, chauffe-eau) alors que la deuxième tranche couvre les autres usages, dont le chauffage. Le seuil de 30 kWh par jour traduit bien cette distinction, la consommation quotidienne moyenne des clients ne disposant pas d'un système de chauffage tout à l'électricité se situant autour de 28 kWh par jour sur une base annuelle.”*

* 23.d.1 N'est-il pas exact que la consommation de base augmente l'hiver (éclairage, chauffage de l'eau...) ?

Réponse:

Oui, les besoins de base sont plus importants en hiver qu'en été.

* 23.d.2 Comment varie quantitativement la consommation de base en fonction de la taille du ménage?

Réponse:

Le Distributeur ne dispose pas d'information à ce sujet.

* 23.d.3 Quelle proportion de l'électricité consommée pour les usages de base se retrouve en deuxième tranche ? Quelle proportion de l'électricité pour fin de chauffage se retrouve en première tranche?

Réponse:

Les usages de base sont généralement facturés en 1^{re} tranche alors que les besoins de chauffage sont principalement facturés en 2^e tranche. Voir la pièce HQD-13, Document 1, page 23.

* 23.d.4 Énumérez la liste des usages compris dans les usages de base ?

Réponse:

Les usages de base ont été définis dans le cadre du dossier R-3541-2004 à la pièce HQD-1, document 2 en page 8.

* 23.d.5 Est-ce que les usages de base correspondent pour HQD à des besoins essentiels ?

Réponse:

D'une part, le Distributeur ne fait pas appel à la notion de besoin essentiel lorsqu'il associe des kWh à chacune des tranches de consommation. En revanche, l'alimentation en électricité des clients en hiver est considérée au même titre qu'un service essentiel. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle le Distributeur ne procède pas à des interruptions de service durant l'hiver.

* 23.d.6 Est-ce que le chauffage de l'espace est reconnu comme un besoin essentiel par HQD ?

Réponse:

Voir la réponse à la question 23.d.5.

* 23.d.7 Le chauffage électrique de l'espace est-il reconnu comme un besoin essentiel par HQD?

Réponse:

Voir la réponse à la question 23.d.5.

e) (p. 24-25) "Le Distributeur ne suppose pas que le client domestique connaît explicitement la structure du tarif D. En revanche, le montant de la facture d'électricité d'un client est tributaire de cette structure. Lorsque, sous l'influence d'une hausse tarifaire, le client voit monter sa facture d'électricité, il cherchera normalement à envisager des actions qui contribueront à réduire sa consommation (Par exemple, choisir des appareils plus efficaces lors de leurs remplacements et remplacer les fenêtres.)."

* 23.e.1 Comment le client peut-il réagir spécifiquement à la hausse de la deuxième tranche s'il se fie à la facture totale et s'il ne connaît pas ou ne comprend pas la structure tarifaire ?

Réponse:

Il est reconnu que plus le prix d'un bien ou d'un service augmente, plus la demande diminuera. Lorsque le client constate une augmentation de sa facture globale d'électricité il devrait tendre à diminuer sa consommation. Or, en hiver, pour tous les clients qui sont facturés alors en 2e tranche, chaque kWh économisé sera un kWh qui procurera à la marge pour le client, une économie associée à la 2e tranche. D'autre part, il faut

rappeler que la hausse des tarifs est annoncée aux clients via un dépliant d'information joint à leur facture d'électricité. Quant à savoir comment les clients peuvent diminuer leur consommation, s'ils ne comprennent pas la structure des tarifs, le Distributeur rappelle que via le programme d'efficacité énergétique les clients peuvent obtenir de l'information à ce sujet. Finalement, la Régie s'est déjà prononcée à ce sujet. Voir D-2005-34 de R-3541-2004, page 139.

* 23.e.2 Cette capacité de modifier ses profils de charge varie-t-elle selon les catégories tarifaires ?

Réponse:

Oui. Voir la section 7, pages 59-63 sur l'élasticité-prix ([http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3492-02/HQ3492/Presentation du 16avril03 29mai03.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3492-02/HQ3492/Presentation%20du%2016avril03%2029mai03.pdf)).

* 23.e.3 Cette capacité de modifier ses profils de charge varie-t-elle selon le mode de chauffage (plinthes électriques versus chauffage central à l'eau ou à l'air etc.)?

Réponse:

Voir la réponse à la question 23.e.1.

* 23.e.4 Fournir les élasticité prix et revenus des différentes composantes tarifaires associées aux structures tarifaires des différentes clientèles résidentielles et d'affaires.

Réponse:

Le Distributeur ne dispose pas de cette information. Voir la réponse à la question 23.e.1.

* 23.e.5 Prouvez-nous rigoureusement que la deuxième tranche tarifaire du domestique est associée à une plus grande capacité de s'adapter aux hausses tarifaires ?

Réponse:

Voir la réponse à la question 23.e.1.

* 23.e.6 Si vous ne disposez pas de l'évaluation des élasticités prix pour les deux tranches, comment HQD peut affirmer que la deuxième tranche est plus élastique ?

Réponse:

Voir la réponse à la question 23.e.1.

f) (p. 26) "À titre indicatif, le coût en kWh-équivalent du chauffage au gaz naturel, pour la facture énergétique seulement, est de 6,83 ¢/kWh. Lorsque sont ajoutés les coûts d'entretien et d'acquisition supplémentaires du système au gaz naturel par rapport à des plinthes électriques, le prix par kWh-équivalent est de 10,45 ¢/kWh"

* 23.f.1 En ce qui a trait à la comparaison du coût marginal entre diverses formes d'énergie ne doit-on se limiter à la portion énergétique?

Réponse:

La comparaison des filières doit inclure tous les coûts nécessaires pour fournir un service équivalent. Le coût réel assumé par un client pour ses besoins de chauffage comprend les coûts d'entretien et d'acquisition du système. À cet égard, si le Distributeur voulait comparer le chauffage électrique au chauffage solaire, il ne pourrait imputer un coût nul au second sous la logique que les rayons solaires sont gratuits. Il inclurait assurément alors dans le coût du chauffage solaire le coût des panneaux photovoltaïques.

* 23.f.2 Fournir le coût marginal associé aux divers modes de chauffage (plinthes électriques, chauffage électrique central, chauffage bi-énergie, chauffage au mazout, chauffage au gaz, chauffage au bois) en distinguant la portion énergie des autres coûts (équipement, entretien...)?

Réponse:

**Coûts à la marge pour le chauffage des locaux
Octobre 2005
¢/kWh-équivalent**

	Énergie	Entretien	Acquisition	Total
Électricité				
Plinthes	6,31	0,17	2,31	8,78
Air chaud	6,31	1,16	4,08	11,55
Gaz naturel	8,18	1,32	4,81	14,31
Mazout	8,89	1,77	5,06	15,72
Bi-énergie	4,85	1,59	6,65	13,08

Hypothèses

- Maison unifamiliale moyenne située à Montréal (158 m²)
- Taux d'efficacité des systèmes aux combustibles : 80 %

Entre juillet et octobre 2005, le coût en kWh-équivalent du chauffage au gaz naturel est passé de 6,83 à 8,18 ¢/kWh. Lorsque sont ajoutés les coûts d'entretien et d'acquisition supplémentaires du système au gaz naturel par rapport à des plinthes électriques ((1,32-0,17)+(4,81-2,31)), le coût en kWh-équivalent passe de 10,45 à 11,83 ¢/kWh (inclut une mise à jour des paramètres économiques).

Le Distributeur n'effectue pas le suivi de la position concurrentielle de l'électricité par rapport au bois de chauffage.

* 23.f.3 (p. 35 et suivantes) Nous fournir le coût marginal associé à chaque tarif général.

Réponse:

Les coûts évités sont présentés dans le cadre du Plan global en efficacité énergétique. Les coûts utilisés dans la présente demande se retrouvent aux pages 39 et 40 de la pièce HQD-3, Document 1 de la demande R-3552-2004 alors que les plus récents coûts se retrouvent à l'annexe D de la pièce HQD-1, Document 1 de la demande R-3584-2005.

g) * 23.g (p. 29) Expliquez comment s'applique en pratique les différentes primes de dépassement : (prime dépassement (hiver) par mois? 13,50 \$/kW etc...)

Réponse:

Voir à cet effet l'article #67, à la page 36, de *Tarifs et conditions du Distributeur*, en vigueur le 1^{er} avril 2005.

h) (p. 32) 3.2.2 Cadre d'analyse et structures proposées

3.2.2.1 Prix de l'énergie : "Afin de respecter les orientations proposées dans la cause R-3541-2004 (à la pièce HQD-1, Document 3) et approuvées par la Régie dans sa décision D-2005-34 (p. 149), HQD propose d'appliquer des hausses différenciées se traduisant par une hausse progressive de la part de l'énergie dans la facture des clients. Cette approche qui reflète la croissance de la part des (p. 33) coûts de la fourniture relativement aux coûts de transport et de distribution, amène une modification des structures qui augmente davantage la composante énergie. Cela permet au client de minimiser l'impact des hausses sur sa facture puisque cette composante constitue la partie la plus élastique de la facture. Un tel choix permet par ailleurs d'assouplir la contrainte fixe que représente la composante puissance dans la facture du client."

* 23.h.1 Est-ce un objectif d'HQD que de réduire la composante fixe que représente la puissance ?

Réponse:

Non. L'objectif est de s'assurer que la structure tarifaire reflète l'évolution de la structure des coûts. La réduction de la composante fixe que représente la puissance dans la structure des tarifs est donc une conséquence de l'évolution anticipée de la structure des coûts et non un objectif en soi.

* 23.h.2 En quoi la puissance est-elle fixe ? ne peut-elle varier selon les mois ou années et selon les clients ?

Réponse:

Les coûts de puissance sont fixes en ce sens que les équipements installés pour répondre à la demande, soit les lignes de transport et de distribution, doivent répondre à la demande maximale durant l'hiver. Ces équipements, une fois construits, représentent donc bien un coût fixe que le Distributeur doit assumer.

Afin de capter l'utilisation de ces équipements par la clientèle, la tarification porte à la fois sur la puissance et l'énergie (tarification binôme). Ce type de tarification, par rapport à une tarification à l'énergie seulement, est considéré comme la plus équitable car elle permet de mieux traduire les différences de coûts résultant des appels de puissance qui varient selon leur importance et leur durée.

* 23.h.3 La hausse du coût de la fourniture ne touche-t-elle pas l'ensemble des usages ?

Réponse:

La hausse des coûts de fourniture fait en sorte d'augmenter le coût unitaire moyen de la fourniture pour l'ensemble de la clientèle.

* 23.h.4 Pourquoi la hausse du coût de fourniture ne devrait-elle être répercuté que sur la deuxième tranche ?

Réponse:

La hausse n'est pas répercutée uniquement sur la deuxième tranche du tarif D mais affecte également la première tranche.

* 23.h.5 Pourquoi, pour les tarifs G et M, la hausse du prix de la 2e tranche d'énergie n'est pas le double de la hausse du prix de la 1ère tranche (HQD-13 doc. 3, p. 3) comme pour le D ?

Réponse:

Contrairement au tarif D, la deuxième tranche des tarifs G et M n'a pas pour fonction de capter le coût de la charge de chauffage. En effet, le rôle de la structure dégressive du tarif G et M est d'assurer la continuité entre les 3 tarifs généraux, tel qu'il est expliqué à la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignement no. 1 de la ROEE (voir HQD-14, document 8). C'est donc pourquoi les prix de l'énergie sont augmentés dans les mêmes proportions.

Par ailleurs, la structure des tarifs généraux est binôme, c'est-à-dire que le coût de la puissance est pris en considération de

manière explicite contrairement au tarif D. C'est donc le mécanisme de la puissance à facturer minimale qui permet d'envoyer un signal de prix pour les charges de nature saisonnière. Cette structure tarifaire rend donc inutile la création d'une structure de prix progressive visant un usage particulier comme celle qui a été instaurée au tarif D.

i) "(p. 40 à 47) Au domestique, la facture mensuelle pour des consommations types augmente de 1,6 % à 3,6 % ce qui représente des hausses de 0,68 \$ à 6,87 \$; ce faisant, les petits consommateurs sont moins affectés que les plus gros consommateurs. Pour le client résidentiel moyen, la facture d'électricité mensuelle augmente de 2,76 \$.(HQD 13 doc. 1).

Les hausses de factures observées pour des consommations types au tarif L se situent entre 2,8 % et 3,1 %. Ces hausses de facture au tarif M se situent entre 2,9 % et 3,1 %. Finalement, selon les hypothèses de consommation retenues, les variations de factures observées au tarif G se situent entre 2,6 % et 3,1 %."

* 23.i Pourquoi l'impact de la hausse tarifaire est-il plus étendu et élevé pour le secteur domestique que pour les autres tarifs généraux ?

Réponse:

Le Distributeur propose l'application d'une hausse différenciée au tarif domestique. L'application de cette hausse différenciée implique des hausses variant en fonction du niveau de consommation des clients.

Compte tenu de la structure du tarif domestique (redevance, première et deuxième tranches et prime de puissance pour les kilowatts excédant 50 kW en hiver) et des orientations retenues, les impacts tarifaires varient lorsque la hausse tarifaire est appliquée de façon différenciée. En effet, le gel de la redevance et une hausse plus faible du prix de la première tranche d'énergie impliquent une plus grande distribution de la hausse tarifaire.

j) (p. 39) "L'indice de la catégorie Domestique se situait alors à 80,2 % et 81% lorsqu'ajusté,.pour 2006 l'indice est de 81,7% avant hausse et de 81,6% après hausse de 3%"

* 23.j.1 Qu'est-ce qui explique la hausse de l'indice de 81% à 81,7% ?

Réponse:

Pour le Domestique, l'écart de 0,6 entre la balise de référence 2002 ajustée et l'indice 2006 (après hausse) est dû à l'évolution de l'effet Prix/Coûts/Volumes constaté depuis 2002. Voir réponse à la question 25.1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.

* 23.j.2 Comment évoluerait l'indice d'interfinancement si l'on tient compte de l'impact de la hausse tarifaire à l'hiver 2007 ?

Réponse:

Il est prématuré de se prononcer sur l'indice d'interfinancement de 2007. Par ailleurs, les tarifs du Distributeur sont appliqués de façon à maintenir le niveau d'interfinancement.

k) (p. 57) 6.3 Option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance

"L'abolition du tarif BT a amené le transfert aux tarifs généraux de moyenne puissance d'une partie des clients disposant de chaudières au combustible et qui bénéficient de ce fait d'une capacité d'effacement potentielle. La clientèle de moyenne puissance regroupe des clients avec des profils de consommation variés, en grande partie des clients commerciaux, mais également des clients de type industriel et institutionnel ainsi qu'une faible part de clients résidentiels et agricoles."

* 23.k.1 _Quelle proportion des clients du BT était des clients résidentiels et agricoles ?

Réponse:

Voir R-3471-2001, HQD-1, document 1, page 7, tableau 2.

* 23.k.2 Quelle part en énergie, puissance et revenu ces derniers accaparaient dans l'ensemble ?

Réponse:

Voir R-3471-2001, HQD-1, document 1, page 7, tableau 2. Compte tenu de la structure du tarif BT, les revenus associés à la puissance sont négligeables (redevance de 6,18 ¢/kW), ce qui est confirmé par la répartition de la consommation et des revenus qui suit la même distribution.

l) (p. 70) 7.3 Tarifs d'électricité en réseaux autonomes

“En mai 1981, le gouvernement fédéral transfère au gouvernement du Québec la responsabilité des réseaux électriques du Nunavik lesquels sont situés au nord du 53e parallèle”

* 23.I.1 Le fédéral verse-t-il des subventions à H.Q. ou au gouvernement du Québec pour la prise en charge de ces réseaux électriques ? Si oui, où apparaissent ces subventions dans le revenu requis ?

Réponse:

Non.

(p. 78) 7.6.3 Coûts marginaux de production : “le coût marginal est fonction de l’offre actuelle et future et de la nature de la demande, soit le niveau, la répartition dans le temps et la durée. L’ajout d’un moteur est requis au moment où la pointe atteint le niveau de puissance ferme de la centrale”

* 23.I.2 Par “moteur” on entend génératrice ? cet énoncé vaut-il pour tous les réseaux (ex. Robertson) ?

Réponse:

Le terme "moteur" fait référence à un groupe électrogène qui comprend l'alternateur et le moteur. Les mêmes conditions s'appliquent pour Lac-Robertson puisque la fiabilité de ce réseau est assurée par des groupes fonctionnant au diesel léger.

7.6.4 Structure du tarif MA proposé

“La structure du tarif MA est basée sur la structure du tarif M à laquelle sont ajoutés un deuxième niveau de prix en puissance et une troisième tranche en énergie qui reflètent les signaux des coûts marginaux de production. On calibre pour un FU de 60% (FU des clients du M avec puissance appelée < 200 kW) et aucun changement n’est apporté aux coûts de transport et de distribution. Le Distributeur propose de refléter les coûts marginaux dans le tarif MA à la marge de la limite de 900 kW.”

* 23.I.3 Votre proposition d’ajustement du tarif MA en fonction des coûts marginaux différenciés, respecte-t-elle l’exigence d’uniformité territoriale des tarifs ?

Réponse:

Oui, car il s'agit d'un nouveau tarif applicable à une catégorie de consommateurs qui, compte tenu de certaines caractéristiques

particulières, ne pouvait être desservie qu'en vertu de modalités déterminées par contrats spéciaux.

(p. 85) 7.7 Domaine d'application du tarif MA

* 23.1.4 Quelles sont en 2005 les capacités utilisées et les capacités limites de production des réseaux autonomes ?

Réponse:

Voir R-3550-2004, HQD-4, Document 1, annexe B. Le tableau présente la pointe et la capacité ferme de chaque réseau.

m) TARIFS PROPOSÉS 8.1 Nouvelle grille des tarifs : et HQD-13, Doc. 3.

* 23.m.1 Quel niveau de redevance journalière est optimal selon HQD (en dollar nominal et constant) ?

Réponse:

La redevance doit couvrir les frais du service à la clientèle qui se situent actuellement aux environs de 40 ¢/jour (voir la réponse à la question 26 de OC à la pièce HQD-14, document 6).

* 23.m.2 La redevance journalière pourrait être gelée jusqu'à quand ?

Réponse:

Le niveau de la redevance sera évalué annuellement et sera fixé en fonction des coûts du service ainsi qu'en fonction des autres objectifs poursuivis au niveau du signal de prix.

24 REFERENCES : HQD-13, DOCUMENT 2 COMPTEURS AVANCÉS RAPPORT DE VIGIE

Préambule

4.3.1 Effacement en pointe

“Les deux cas de tarification dynamique présentés ont ceci en commun que les pointes de la demande sont causées par les usages de climatisation et la demande pour cet usage peut être plus facilement réduite en pointe voire déplacée. Les résultats californiens semblent d'ailleurs indiquer que les clients sont moins enclins à renoncer au chauffage qu'à la climatisation. Sans

(p. 30) transposer ces résultats dans un contexte de pointe d'hiver, il faut se questionner sur les possibilités de réduire significativement une charge de chauffage, surtout lorsque les périodes de pointe peuvent s'étendre sur plusieurs heures — voire journées — et compte tenu également du phénomène de la reprise. En fait, l'effacement de cet usage ne peut être garanti que s'il existe un système de chauffage de relève (À titre indicatif, chez Connecticut Light & Power, la TDT n'est pas recommandée pour les clients qui chauffent à l'électricité. Voir également chez EDF où l'option de TDT Tempo est recommandée pour les clients qui ont une source alternative de chauffage.)."

* 24.1 Pour quelle raison les clients semblent-ils moins enclins à renoncer au chauffage ?

Réponse:

Le Distributeur ne dispose pas d'informations supplémentaires.

* 24.2 Qu'entendez-vous par système de chauffage de relève ?

Réponse:

Tout système de chauffage non électrique qui peut prendre la relève du système de chauffage électrique et assurer les besoins de chauffage des clients. Il peut s'agir, par exemple, de système de chauffage au bois, au mazout ou au gaz.

25 REFERENCES : BALISAGE ET EFFICIENCE DU DISTRIBUTEUR (HQD-3, DOCUMENT 1) ET DES DES FOURNISSEURS

INTERNES DU DISTRIBUTEUR (HQD-3, DOCUMENT 2)

* 25.1 Quelles sont les exigences en terme d'échantillonnage, de sélection et de caractéristiques des entreprises comparables qu'HQD doit respecter afin d'assurer la fiabilité (statistique) des résultats et conclusions de balisage?

Réponse:

La question de la fiabilité statistique ne se pose pas dans le sens traditionnel d'avoir un échantillon représentatif d'une population dont on désire tester des hypothèses ou tirer des conclusions. Le balisage réalisé par le biais de la firme PA Consulting ne prétend pas être représentatif de l'industrie électrique américaine. Pour

ce faire, il aurait fallu sélectionner les entreprises selon un processus aléatoire. Dans l'exercice de balisage de PA Consulting, les entreprises participent de façon volontaire, ce qui en soit peut induire un biais.

Le choix des entreprises comparables s'inscrit davantage dans l'objectif visé par l'étude, soit d'identifier des pratiques d'affaires présentes au sein d'entreprises qui semblent bien performer, dans le but éventuel de les transposer (si cette pratique a du sens pour le Distributeur) et ainsi améliorer sa propre performance (rencontre technique 1, acétates 5 et 6). Le nombre minimal d'entreprises sélectionnées, pour mener à bien ce type d'analyse, repose sur le bon jugement. De prime abord, le Distributeur souhaite maintenir le plus grand nombre d'entreprises dans le groupe des entreprises dites comparables, tout en tenant compte des limites et contraintes auxquelles il est exposé dans ce type d'étude (voir rencontres techniques No 1, acétates 75 et 76; No 2, acétates 56 à 58). Les critères utilisés pour sélectionner les entreprises comparables apparaissent appropriés dans la mesure où, pour les activités clientèles, cela permet d'éliminer les bruits, c'est-à-dire des variations qui tirent leur origine de facteurs autres que des pratiques d'affaires, par exemple : des entreprises qui ne réalisent pas les mêmes activités, qui n'ont pas fourni suffisamment d'informations pour permettre de comprendre leur mode de fonctionnement, qui sont si petites que leurs pratiques d'affaires ne sont pas garantes d'une meilleure performance, etc.

* 25.2 Quelles sont les améliorations de processus, objectifs et échéanciers précis qu'HQD et ses fournisseurs internes entendent appliquer ? Quels sont les gains d'efficacité attendus et les économies pour la clientèle ? Quel suivi auprès de la Régie de l'énergie entend donner HQD et ses fournisseurs à l'opération de balisage et à l'amélioration continue des processus ?

Réponse:

Rappelons que l'objectif visé par le Distributeur est d'améliorer son efficacité, tout en maintenant la qualité du service et qu'il entend profiter de chaque cause tarifaire pour faire le suivi des améliorations auprès de la Régie par le biais notamment des indicateurs d'efficacité.

Pour ce faire, plusieurs actions liées à la gestion courante sont posées quotidiennement par les gestionnaires du Distributeur. Ces gestes contribuent à obtenir les performances observées au niveau des indicateurs d'efficacité présentés à la pièce HQD-3, Document 1. Les pistes d'améliorations issues des exercices de balisage sont parfois très structurantes et nécessitent d'importantes modifications à l'organisation du travail. Certaines passent par l'implantation de systèmes informatiques d'envergure (tel SIC) et se réaliseront dans ce nouvel environnement technologique. Entre temps, le Distributeur veut s'assurer de la bonne démarche de ces projets considérant les efforts nécessaires à leur implantation, la gestion du changement et la formation requise.

Plusieurs pistes d'amélioration sont présentement à l'étude, notamment en ce qui a trait à la relève de compteurs, à la gestion du crédit et du recouvrement, au centre d'appels et à certaines activités relatives à la gestion du réseau de Distribution. Les actions proposées feront l'objet de plans d'affaires détaillés montrant les coûts et les gains anticipés. Selon l'ampleur de ces projets, certains feront l'objet de dossiers distincts à la Régie.

En ce qui concerne le CSP, il a été énoncé lors des rencontres techniques du printemps dernier que:

"Compte tenu des résultats compétitifs probants et attestés par des firmes externes indépendantes, le CSP juge que le recours à des exercices annuels de balisage n'a pas de valeur ajoutée et préfère pour les prochaines années, mettre l'emphase sur la réalisation de ses plans d'action au bénéfice de ses clients et le suivi de mesures d'efficacité."

Le bien-fondé de la réduction de la fréquence des exercices de balisage est basé sur les coûts engendrés et le temps requis pour leur réalisation et la mise en place des plans d'actions qui en découlent.

Les efforts d'amélioration seront réalisés conjointement par le CSP et ses clients et seront pris en compte dans l'évolution de ses indicateurs d'efficacité et de ses tarifs.

* 25.3 Présentez nous les résultats récents de balisage des indicateurs réalisés par l'ACÉ (COPE).

Réponse:

Dans le cadre de la rencontre technique No 1, le Distributeur a présenté les raisons pour lesquelles les données de balisage issues du programme COPE de l'Association Canadienne de l'Électricité ne devaient pas être déposées (acétates 25 à 30). Ces raisons se résument ainsi :

- 1. Les entreprises qui participent au programme COPE de l'ACÉ sont peu nombreuses et aucune ne serait retenue dans le bassin des entreprises comparables si les critères évoqués à la question 25.1 étaient appliqués.**
- 2. Le modèle de balisage est déficient. Il est instable dans le temps. L'information comparée est très limitée et le Distributeur ne dispose pas de données complémentaires permettant de comprendre les raisons des écarts observés.**
- 3. Le processus de validation est quasi absent. Le Distributeur n'a pas l'assurance que les données ont un minimum de qualité. Les échanges d'informations entre les participants se font de façon non structurée et non documentée. Seul un sous-ensemble des entreprises participe à ces échanges.**

Il faut souligner que les données sont soumises à un protocole de confidentialité. Cela signifie que les données de balisage des autres utilités sont destinées à l'usage interne seulement. Elles ne peuvent pas être divulguées à l'externe sans le consentement écrit des autres participants.

Enfin, Hydro-Québec Distribution ne participe plus aux travaux du COPE suite à la décision prise en 2004 par Hydro-Québec de

se retirer de l'Association Canadienne de l'Électricité. Le Distributeur n'a donc pas de données récentes issues de ce programme.

26 REFERENCES : POLITIQUE FINANCIÈRE ET COÛT DE LA DETTE (HQD-11, DOCUMENT 1)

26 Présentez-nous un bilan des prévisions et réalisations, des taux de dette (intégrée). réalisées par HQD depuis 2001 en expliquant les écarts entre les prévisions et les réalisations.

Réponse:

Dans la mesure où le premier dossier tarifaire du Distributeur porte sur 2004, aucune comparaison des taux prévus et réels du taux de dette n'est possible pour la période 2001-2003.

En ce qui concerne 2004, le taux prévu était de 7,414 % (Décision D-2004-57) et le taux réel a été de 6,8 % (HQD-11, Document 1, R-3579, 2005, page 31). Les délais impartis ne permettent pas de réaliser une analyse détaillée de cet écart, mais de façon générale, il résulte de taux d'intérêt plus faibles que prévus et de gains de change.

**Annexe 1 : données d'enquête sur la consommation d'électricité
résidentielle requises**

1) Nous désirons obtenir la consommation électrique moyenne et totale estimée par type d'appareil : appareils électroménagers (laveuse, sècheuse, poêle, frigo...), appareils de chauffage, appareils de climatisation, éclairage; de même fournir le % de ménages déclarant des dépenses pour chaque type d'appareils.

Réponse:

Voir la réponse à la question 1.1

2) Nous souhaitons obtenir le % de ménages chauffant à l'électricité seulement, chauffant à la bi-énergie (électricité et autre combustible), chauffant au gaz naturel, au mazout (distinguer si possible chauffage central au mazout du chauffage avec une annexe à l'huile), au bois et avec un combustible autre. Aussi le % de ménages utilisant des électroménagers opérant au gaz naturel.

Réponse:

Voir la réponse à la question 1.1

3) Nous souhaitons obtenir la consommation (en kWh) et dépense (en \$/an) électriques moyennes, maximales et minimales, par catégorie de revenu : pour tous les ménages, pour les ménages chauffant à l'électricité, pour les ménages chauffant à la bi-énergie (électricité et autre combustible), pour les ménages chauffant avec des combustibles.

Réponse:

Voir la réponse à la question 1.1

4) Idem à 3) ci-haut mais en distinguant locataires et propriétaires.

Réponse:

Voir la réponse à la question 1.1

5) Nous désirons obtenir la consommation et dépense électriques moyennes, minimales et maximales : en fonction de deux variables socioéconomiques (tableaux-croisés) des ménages (et familles) au Québec : soit en fonction de la taille du ménage et du revenu du ménage (au besoin restreindre le nombre de catégories de revenus), pour l'ensemble des ménages, pour les ménages chauffant au tout électrique, pour les ménages chauffant à la bi-

énergie (électricité et autre combustible), pour les ménages chauffant avec un combustible.

Réponse:

Voir la réponse à la question 1.1

6) Idem à 5) ci-haut mais en distinguant locataires et propriétaires.

Réponse:

Voir la réponse à la question 1.1

7) Idem à 5) ci-haut mais en distinguant selon l'âge de la résidence et selon le statut locataires ou propriétaires.

Réponse:

Voir la réponse à la question 1.1