

Preuve de l'ACEF de Québec

portant sur les tarifs et conditions de
services d'H.Q Distribution 2012-2013

(R-3776-2011)

15/11/2011

Plan du mémoire

Introduction : enjeux et objectifs poursuivis par l'ACEF de Québec.....	3
1) Performance HQD, indicateurs d'efficience et qualité balisage	4
2) Prévisions économiques et énergétiques	7
3) Revenu requis et dépenses de distribution et SALC	5
4) Modalités de disposition des comptes_	20
5) Stratégie tarifaire et impacts des hausses tarifaires.....	22
6) Recalibrage du tarif DT et stratégies tarifaire et commerciale	30
7) Réseaux autonomes.....	33
Annexe Données complémentaires de consommation d'électricité	36

Introduction : enjeux et objectifs poursuivis par l'ACEF de Québec

Nous traiterons dans le présent mémoire de preuve de performance et balisage du Distributeur, puis de prévision de taux d'inflation et de demande d'électricité.

Par la suite nous discutons de divers éléments de dépenses en regardant notamment l'évolution des postes de dépense de 2004 à 2012. Nous traiterons aussi des revenus autres que ventes d'électricité.

Nous traitons aussi du compte d'écarts de retraite et des comptes de dépenses d'investissement, non encore autorisés, de plus de 10 M\$.

Nous traiterons en profondeur de stratégie tarifaire et des impacts des hausses de tarifs sur les clientèles résidentielles.

Nous traiterons aussi de la question du requalibrage du tarif DT et de stratégie tarifaires et commerciales à l'égard de ce tarif.

Nous terminerons par une discussion sur les réseaux autonomes.

Nos recommandations finales seront présentées lors de notre argumentation finale

1) Performance HQD, indicateurs d'efficience en lien avec les investissements

D. 41 : (p. 13, Plan d'efficience) HQD escompte t-elle élargir comme HQT le fait, son plan intégré d'efficience au contrôle des coûts d'investissements ? Si oui pour quand ?

Réponse :

Non. Voir la réponse à la question D.4 à l'Acef de Québec à la pièce HQD-13, document 3 du dossier R-3740-2010. De plus, le Distributeur suit déjà ses dépenses en investissement par le biais de l'indicateur 4 - IEN (\$) par abonnement présenté dans le tableau 1 de la pièce HQD-7, document 2. Les indicateurs 1, 2, 5 et 7 de ce tableau traitent du coût total des processus Distribution et SALC qui intègrent l'impact des investissements passés par le biais des frais d'amortissement et des frais financiers.

Dans son plan intégré d'efficience, le Distributeur met d'avantage l'accent sur ses initiatives ayant pour effet de réduire les charges d'exploitation car ce sont les charges d'exploitation qui font l'objet de la formule paramétrique. Cependant, les initiatives mises de l'avant peuvent également se traduire par des gains du côté des investissements. Le plan intégré d'efficience compte des initiatives, par exemple l'optimisation du déplacement des équipes sur le terrain, qui peuvent contribuer à réduire les dépenses d'exploitation ou les investissements.

Rappelons que les coûts associés aux capitaux (incluant les dépenses d'entretien et réparation) représentent environ 50% des coûts de service propres à HQD. Chez HQT les coûts en capitaux représentent au moins 75% des coûts de service et le contrôle des dépenses d'investissement constituent un axe important des efforts d'efficience, nous pensons qu'il devrait en être ainsi pour HQD. En effet une cible d'économie relative aux investissements constitueraient un engagement ferme et vérifiable de contrôle des dépenses d'investissements d'HQD et qui rapporteraient des dividendes à long terme à ses clientèles.

*** Ce n'est pas parce que l'on suit des indicateurs de suivi des investissements que l'on garantit le contrôle des coûts d'investissements. Il faut selon nous une approche intégrée et concrète pour réduire les coûts des investissements.**

HQD-14, Doc. 3 Rép. 1.a : La cible a été établie en conformité avec la décision D-2011-028, paragraphe 302, de la Régie.

D-2011-28 par. 302 : « Aux fins du présent dossier, elle utilise comme montant initial le montant de l'année de base 2010, ajusté de l'élément ponctuel de 16,1 M\$ associé à la charge de mauvaises créances de la clientèle grande puissance, soit 1 179,0 M\$. Elle ajuste le pourcentage de gain d'efficience à 1 %, lequel représente l'objectif souhaité. En conséquence, le budget de l'année témoin 2011 des charges d'exploitation des activités de base s'établit à 1 211,7 M\$. »

Selon notre compréhension la Régie parlait d'un objectif souhaité pour 2011, rien n'empêche d'améliorer l'objectif de gain d'efficience d'HQD au delà du 1% pour 2012.

Selon HQD (HQD-14 doc. 3, rép. 4.a et 4.b) les réductions de dépenses mandatées par la Régie (21 M\$ pour 2011), peuvent être qualifiés de gains d'efficience et sont récurrents en totalité, ces gains ne se substituent pas aux gains d'efficience décidés par HQD (soit 1% ou 10,9 M\$ en 2012) et donc le potentiel de gains d'efficience

déborde selon notre compréhension le 1% conservé comme objectif, de manière conservatrice, par HQD.

(HQD-14 doc. 3, rép. 51) « **Tel que mentionné dans le Rapport annuel 2010 à la pièce HQD-2, document 3, page 8, en ce qui a trait à l'application de la Loi 100 pour Hydro-Québec, le budget provincial 2011-2012 de mars 2011 fait état d'un effort additionnel de 25 M\$ sur le bénéfice net plutôt que de réductions des dépenses de nature administrative.** »

Selon le Plan budgétaire 2011-2012 (p. A. 43) le gouvernement requiert d'H.Q. qu'elle réduise ses dépenses et hausse sa productivité de 25 M\$ en 2010-11 et de 250 M\$ d'ici 2013-2014. « Les mesures mises en place pour réaliser cet effort n'auront aucun impact sur le prix des produits vendus ou des services offerts aux consommateurs. ». On comprend que la hausse de profit doit provenir de la réduction des coûts d'H.Q. et des gains de productivité et non d'une hausse de prix. La question demeure à savoir si les baisses de coûts doivent profiter aux clientèles réglementées de sorte que seules les divisions non réglementées devraient contribuer à la hausse des profits d'H.Q.. Chose certaine du côté des services partagés et corporatifs les efforts de rationalisation ne devraient pas conduire à des hausses de prix et consécutivement de profits. Le corporatif ne semble pas se conformer à cette règle en 2012 à tout le moins.

- * Les réductions de dépenses mandatés par HQD devraient conduire à des gains de productivité d'abord et non à des transferts de responsabilité vers les services partagés ou à des réductions de services ou retards dans les investissements, à moins que l'on ne décide que certaines dépenses ne soient pas justifiées ou jugées utiles et nécessaires pour répondre aux besoins de la clientèle.
- * Les gains d'efficacités obtenus par la réorganisation des services et le transfert de responsabilités aux services partagés doivent être partagés avec les clientèles d'H.Q.. Donc il faut aussi suivre l'évolution des coûts de service des fournisseurs internes pour qu'ils intègrent de manière systématique des gains d'efficacités dans leur planification opérationnelle et leur organisation courante, comme on l'exige d'HQD et d'HQT. En cela les balisages effectués par les fournisseurs internes sont utiles mais insuffisants, tout comme pour HQD.

- Délai moyen de raccordement : HQD indiquait ne pas pouvoir inférer qu'avec une hausse des demandes de raccordements que le délai de raccordement normalement augmenterait

(HQD-7 doc. 2, page 8-9) « le délai moyen des demandes de raccordement reçues durant le premier semestre de 2011 est de 7,2 jours pour quelque 13 167 demandes traitées, comparativement à 7,9 jours, pour la même période en 2010, pour 17 326 demandes traitées »

À moins d'avoir des ressources productives en surplus permettant de répondre à une

augmentation rapide de services on devrait observer une hausse des délais pour se faire raccorder avec le nombre de demande de raccordement. En ce sens la conjoncture peut aider HQD à améliorer certains indices de performance.

(HQD-14 doc. 3, rép. 38.b) En 2010, il y a eu 51 000 mises en chantier et 39 678 branchements (donc 1 branchement par 1,285 mises en chantier), pour 2011, HQD anticipe 33 250 branchements versus 39 000 mises en chantier anticipées (1 branchement par 1,173 mises en chantier).

* HQD nous a répondu (HQD-14 doc. 3, rép. 42) que le délai d'attente pour avoir une réponse n'est pas ajusté pour tenir compte de la Réponse Vocale Interactive. Pourtant le temps qu'HQD prend avant de nous rappeler n'est pas comptabilisé, c'est seulement lorsque l'on est rappelé par le système de rappel automatique que l'on est placé dans une file d'attente prioritaire et que sera compté le temps servant à mesurer le DMR (délai moyen de réponse téléphonique). Ne faudrait-il pas tenir compte du délai avant d'être rappelé ?

Balisage : (HQD-14 doc. 3, rép. 39) « Notons cependant, que de façon générale, on ne retrouve plus aujourd'hui, et ce, depuis quelques années, le même niveau de participation qui caractérisait les exercices de balisage tenus de 2003 à 2006.

La fiabilité et la comparabilité des résultats entre les entreprises participantes au balisage demeurent les mêmes, dans la mesure où quelques-unes sont de taille comparable à Hydro-Québec Distribution.

C'est la confiance en la représentativité du groupe d'entreprises participantes au balisage, en tant que portrait de l'industrie électrique en général, qui est affectée par cette baisse du nombre de participants. »

(HQD-14 doc. 3, rép. 40) Le calendrier auquel il est fait mention en référence concerne les exercices qui feront l'objet d'une présentation de résultats dans le cadre des dossiers tarifaires. Il n'est pas exclu que le Distributeur participe aux autres exercices de balisage offerts, s'il le juge utile. (p. 35) Le choix de participer ou non à un exercice se fait en considérant les coûts associés à cette participation et les bénéfices que le Distributeur compte en tirer.

* On doit porter une attention toute particulière au taux et à la stabilité de participation aux balisages si l'on veut avoir une bonne représentativité et fiabilité et une bonne comparabilité dans le temps, sinon les conclusions que l'on pourra tirer des résultats du balisage auront une portée réduite.

* Pour assurer une meilleure représentativité et stabilité de l'échantillon nous proposons qu'HQD participe à chaque années aux exercices de balisage, alors qu'elle pourra faire rapport des résultats de balisage aux deux ans en rapportant les données de deux années de participation. Cela assurera une meilleure continuité dans le suivi des résultats.

2) Prévisions économiques et énergétiques

Prévision de l'inflation

Le ministre fédéral des finances a récemment reconduit le mandat de la Banque du Canada jusqu'en fin 2016. Le mandat de la Banque du Canada est reconduit | Rudy Le Cours | Macro-économie 11-11-10, La Presse affaires 9/11/2011) : la Banque continuera à maintenir le taux d'inflation (hausse de l'IPC global) dans la fourchette de 1 à 3%, avec une cible médiane de 2%. Donc à long terme, si la politique monétaire est maintenue par la Banque du Canada, et le gouvernement fédéral, le taux d'inflation au Canada devrait tourner autour de 2%, mais à court terme on pourra observer des écarts lorsque des perturbations économiques, énergétiques ou politiques surviennent. Notons que la hausse de produits pétroliers a entraîné un rehaussement de l'inflation au Canada au delà de 2% (Statistique Canada, #62-001, octobre 2011)

« Les prix à la consommation ont augmenté de 3,2 % au cours de la période de 12 mois se terminant en septembre, menés par une hausse des prix de l'essence et des aliments. Cette progression fait suite à la hausse de 3,1 % enregistrée en août. Sur une base mensuelle désaisonnalisée, les prix à la consommation ont augmenté de 0,3% en septembre. Les prix de l'énergie ont progressé de 12,5 % au cours de la période de 12 mois se terminant en septembre, après avoir enregistré une hausse de 13,4 % en août. D'une année à l'autre, les prix de l'essence se sont accrus de 22,7 %, après avoir progressé de 22,8 % en août. Les prix du mazout ont augmenté de 27,4 %, tandis que ceux du gaz naturel ont baissé de 4,7 %... Sans les aliments (hausse de 4,3%) et l'énergie, l'IPC a augmenté de 1,9 % au cours de la période de 12 mois se terminant en septembre, alors qu'il avait progressé de 1,5 % le mois précédent. ».

Les prix de l'électricité ont baissé de 3% dans la même période au Canada. Au Québec, les prix ont augmenté de 3,4 %, soit la même hausse qu'en août. Les prix de l'essence ont grimpé de 24,9 %. Les consommateurs ont déboursé 33,6 % de plus pour le mazout. La hausse du taux de TVQ, au 1^{er} janvier 2011, explique en partie le fait que l'inflation au Québec est plus élevée que dans le reste du Canada. Une hausse de 1% de la TVQ est à même de provoquer une hausse du taux d'inflation de 0,6% à 0,7%. En 2012, une hausse additionnelle de 1% du taux de TVQ devrait provoquer le même effet en plus de réduire le pouvoir d'achat des consommateurs et potentiellement réduire la croissance économique.

Notons qu'HQD retient pour 2011 un taux d'inflation au Canada de 2,2% (HQD-2 doc. 1 page 3), et de 2% pour 2012. Cette prévision origine selon HQD du contrôleur d'H.Q. (mai 2011). Il est donc probable que le taux d'inflation en 2011 dépasse le 2,2% anticipé par H.Q.

Prévisions de la demande

HQD-14, Doc. 3 rép. D. 3 : HQD indique que le taux de change, les taux d'intérêt et l'inflation affectent les principales variables économiques (PIB, revenu personnel disponible etc.) et de là les variables économiques affectent les prévisions de la demande d'électricité. En fait les variables précitées affectent indirectement les prévisions de demande d'électricité et HQD peut très bien quantifier l'impact de ces variables de base sur la croissance de la demande d'électricité, cela nous apparaît une démarche standard en économie si ses modèles prévisionnels sont suffisamment souples pour évaluer ces impacts indirects.

HQD confirme qu'elle utilise des provisions uniquement pour les grands secteurs industriels (HQD-14 doc. 1.1, rép. 1.7) et qu'elle soustrait à 100% des prévisions de base (HQD-14 doc. 3, page 10, haut) les provisions tiennent compte des risques de fermeture, de retard dans l'implantation de nouvelles usines etc., font suite au constat de biais de surestimation statistiquement significatif pour le secteur industriel. Il n'est pas clair comment les provisions sont établies et ajustées., cela laisse possiblement place à un certain arbitraire ou à une marge discrétionnaire importante.

(HQD-14 doc. 1.1 rép. 1.8) « **Pour établir une provision générique dans un secteur industriel, le Distributeur évalue les risques de rationalisation dans ce secteur ou les risques de report de projets. La valeur d'une provision associée à une fermeture d'usine est établie en fonction de la taille moyenne des installations susceptibles de fermer et elle reflète la consommation historique de ces clients. Quant aux provisions associées au risque de report de projets, elles dépendent de la taille des projets et de leur probabilité de réalisation.** »

Il demeure que les prévisions du secteur grandes entreprises sont plus incertaines (HQD-14 doc. 1.1 rép. 4.1) « **Les catégories de consommateurs L et Contrats spéciaux comprennent peu de clients et leur consommation respective est très importante. Des variations non anticipées dans la consommation d'un petit nombre de clients a d'importantes répercussions sur les écarts totaux de ventes prévues. Aux contrats spéciaux, le client Rio Tinto Alcan, dont la consommation dépend de l'hydraulicité de ses réservoirs, crée les écarts les plus importants.** »

HQD a effectué des ajustements aux méthodes ou paramètres de ses modèles de prévision de la demande d'électricité : par exemple suite au sondage de 2010 sur la consommation d'électricité des consommateurs résidentiels (HQD-14 doc. 3, rép. 15.c)

«Le Distributeur a revu à la hausse les taux de diffusion de certains systèmes de chauffage électriques et des appareils de climatisation. L'impact de la hausse de ces taux de diffusion se chiffre à +94 GWh pour l'année 2011 et +86 GWh pour l'année 2012. Les conversions vers le chauffage tout électrique demeurent estimées à 15 000 unités de logement par année en 2011 et 2012.»

HAD-14 doc. 1.1 rép. 15.1 : La révision de la prévision de la demande de mai 2011, propose à nouveau une baisse significative de la demande de 2012 à 2027, de 27 TWh. HQD indique qu'une partie importante de cette baisse provient du report sur 2 ans d'un projet d'expansion industriel de 500 MW. Pourtant à un FU de 95% $500 \text{ MW} = 4,16 \text{ TWh par an}$ ou $9,32 \text{ TWh pour 2 ans}$, cela n'explique que le tiers de la nouvelle baisse.

3) Revenu requis et dépenses de distribution et SALC

Analyse de l'évolution de certains éléments de dépense en Distribution/SALC

a) Mauvaises créances et frais d'administration

Selon HQD (HQD-14 doc. 1.2 compléments de rép. 90.1 et 91.1-A) le total des comptes à recevoir demeure élevé en 2011, soit 1 127 M\$ prévu (1 069 M\$ au 30/09/2011) alors que les mauvaises créances atteignent 61,5 M\$ au 30/09/11 (cela équivaut à une dépense de 82 M\$ pour 2011 en faisant une règle de trois). La situation demeure préoccupante quoique le nombre de faillites soit en baisse (rép. R-91.2).

HQD envisage (HQD-7 doc. 1, p. 17) introduire pour 2013 une nouvelle approche d'établissement de la dépense de nouvelles créances, basée sur un taux de mauvaises créances variables qui seraient appliquée aux ventes, permettant de mieux évaluer les impacts des cycles économiques et de l'endettement des personnes.

Mauvaises créances	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Année historique			42,4	46,2	44,4	47,3	60,4	78,5	71,8	137,8		
Année base				44,2	43,5	45,8	48,4	55,2	109,4	100,2	77,3	
Année témoin				34,7	44,2	46,7	49,6	56,4	50,4	83	77,3	76
Écart Témoin/base				-9,50	0,70	0,90	1,20	1,20	-59,00	-17,20	0,00	
Écart Témoin/historique				-11,50	-0,20	-0,60	-10,80	-22,10	-21,40	-54,80		
Somme écart Témoin	-81,7	Moy. Écart		-10,2	Variance écart	20,83	Moy. témoin		58			
Somme écart Témoin	-121,4	Moy. Écart		-17,3	Variance écart	18,68	Moy. histo.		66,1			
Fréquence où écart Témoin/base est +	50%				Fréquence où écart Témoin/histo. est +				0%			

* Nous pensons effectivement qu'un tel modèle serait préférable et plus réaliste qu'un modèle qui applique un taux fixe aux ventes. Nous pensons qu'il serait préférable de développer en parallèle un modèle comparable pour prévoir les frais d'administration, contrairement à ce que pense HQD, considérant le fait que les frais d'administration ont été historiquement sous-évalués (voir tableau ci-bas).

(HQD-14 doc. 3, rép. 36.c) « **D. 36.c :** Améliorerez vous aussi votre modèle prévisionnel de frais administratifs qui augmentent aussi avec les retards de paiement ? Si oui comment ? Si non pourquoi ?

Réponse : Le Distributeur juge que le modèle utilisé est adéquat. »

Frais administration	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Année historique	28,8	25,9	27,8	29,5	30,5	40,7	43,5	57,8	64,2	66,1		
Année base	27,8	25,8	24,1	28,7	28	33,4	39,6	49	62,4	71,2	69,7	
Année témoin				24,1	28,4	28,4	33,4	40,6	47	62	80	63,3
Écart Témoin/base				-4,60	0,40	-5,00	-6,20	-8,40	-15,40	-9,20	10,30	
Écart Témoin/historique				-5,40	-2,10	-12,30	-10,10	-17,20	-17,20	-4,10		
Somme écart Témoin/base	-38,1	Moy. Écart		-4,8	Variance écart	7,58	Moy. témoin		45			
Somme écart Témoin/histo.	-68,4	Moy. Écart		-9,8	Variance écart	6,15	Moy. histo.		41,48			
Fréquence où écart Témoin/base est +	25%				Fréquence où écart Témoin/histo. est +				0%			

On voit du prochain tableau que les frais d'administration évoluent normalement dans le même sens que les mauvaises créances (sauf pour 2010), on a intérêt à traiter en complémentarité ces deux éléments.

Année historique (2011 an. base)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Moy.	Écart type
Mauvaises créances	42,4	46,2	44,4	47,3	60,4	78,5	71,8	137,8	77,3	66,1	31,94
Frais administration	27,8	29,5	30,5	40,7	43,5	57,8	64,2	66,1	80	45,01	15,79
Écart	14,6	16,7	13,9	6,6	16,9	20,7	7,6	71,7	-2,7	21,09	20,99
Année témoin	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		
Mauvaises créances	34,7	44,2	46,7	49,6	56,4	50,4	83	77,3	76	57,59	16,61
Frais administration	24,1	28,4	28,4	33,4	40,6	47	62	80	63,3	45,24	19,37
Écart	10,6	15,8	18,3	16,2	15,8	3,4	21	-2,7	12,7	12,34	8,09

Interruptions de services

(HQD-14 doc. 3, rép. 31.b) : HQD nous a répondu que sur 36 010 interruptions de services en 2010 (2011 pour 9 mois) , 4 537 (4919) visaient des clients qui ont reçu par la suite une entente MFR soit 12,6% (11,8%). Les MFR sont plus susceptibles de connaître des difficultés financières et des retards de paiement, et nous pensons qu'ils peuvent être surreprésentés dans la population de ménages interrompues, de sorte qu'il subsiste encore plusieurs MFR qui sont coupées et ne se voient pas offrir une entente de paiement adapté à leur situation économique (les MFR pourraient représenter de 20 à 30% des ménages en retard de paiement, qui se font ultimement coupés (selon le seuil de Faible revenu avant impôt de Statistique Canada il y a un peu plus de 20% de ménages à faible revenu au Québec en 2009)

Malgré une réduction anticipée des dépenses de mauvaises créances en 2011 et 2012, nous notons une hausse significative du nombre de coupures de services en 2011 relativement à 2010 et 2009 (18 641). Nous pensons qu'HQD doit prouver que son approche commerciale est optimale, considérant aussi les inconvénients que cela entraîne chez les ménages touchés, notamment ceux à modeste et faible revenu.

b) Taux de rendement

On a demandé à HQD de justifier l'écart entre le taux de rendement autorisé pour 2010 par la Régie de l'énergie (7,85% ou 275,9 M\$, selon R-3740-2010, HQD-4 doc. 1, page 5) et le rendement réel de 2010 (12,793% ou 447,3 M\$) selon HQD-4 doc. 1 page 3.

En guise de réponse HQD nous a renvoyé (HQD-14 doc. 3, rép. 17) à son rapport annuel soumis à la Régie en 2010 (pièce HQD-2 doc. 3). Ainsi les revenus ont dépassé les attentes de 214 M\$ alors que les dépenses ont été inférieures aux dépenses autorisées de 41 M\$, pour un bénéfice accru de 171 M\$. HQD indique avoir atténué l'impact de certaines composantes de coûts (notamment les dépenses de mauvaises créances pour 43 M\$) en implantant des mesures pour améliorer son efficacité (mise en place du nouveau modèle d'affaires visant l'amélioration de sa performance opérationnelle qui a dégagé 18 M\$ du côté des activités clientèles) et la réduction des frais corporatifs pour 13 M\$ (dû à l'optimisation du contrôle serré des dépenses et à la réduction du coût de la retraite).

HQD indiquait à la Régie que le budget provincial 2011-2012 demandait à H.Q. d'accroître son bénéfice net de 25 M\$ (exemptant H.Q. de la réduction de 10% de ses dépenses d'ordre administratif, requise par la Loi 100). Il demeure que le dépassement de 171 M\$ du bénéfice net d'HQD n'est pas spécifiquement justifié. La réduction de la rémunération incitative du personnel cadre d'HQD (réduction de coût de 0,8 M\$), les gains d'efficacité d'HQD (18 M\$) et des services corporatifs (13 M\$) ne peuvent expliquer que 18% (31 / 171) de la hausse du bénéfice

net de sorte que l'on ne souscrit pas à l'idée que cette amélioration de rentabilité est redevable des actions directes d'HQD.

Prévisions des taux de rendement et taux de coût de la dette et de la base tarifaire

Depuis quelques années on observe un écart grandissant entre les taux de rendement de l'année témoin versus l'année historique et ce au bénéfice d'HQD.

% rendement base	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Année historique	9,79%	9,09%	8,12%	7,47%	7,52%	7,09%	8,20%	8,22%	8,27%	9,15%		
Année base			8,39%	7,99%	8,03%	7,91%	7,82%	7,75%	7,21%	7,40%	7,16%	
Année témoin				8,16%	8,67%	7,86%	7,99%	7,83%	7,65%	7,29%	7,44%	7,24%
Écart Témoin/base				0,17%	0,64%	-0,05%	0,17%	0,08%	0,44%	-0,10%	0,28%	
Écart Témoin/historique				0,69%	1,15%	0,77%	-0,21%	-0,39%	-0,62%	-1,86%		
Somme écart Témoin/base	1,6%	Moy. Écart		0,2%	Variance écart		0,2%	Moy. témoin		7,8%		
Somme écart Témoin/histo.	-0,5%	Moy. Écart		-0,1%	Variance écart		1,0%	Moy. histo.		8,3%		
Fréquence où écart Témoin/base est +			75%			Fréquence où écart Témoin/histo. est +					43%	

% Coût dette	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Année historique	10%	8,92%	7,80%	6,80%	7,52%	7,77%	8,37%	7,99%	7,26%	7,18%		
Année base			8,22%	7,41%	7,66%	7,89%	7,95%	7,75%	7,33%	7,15%	7,08%	
Année témoin				7,86%	8,37%	7,64%	7,90%	7,84%	7,66%	7,38%	7,23%	7,03%
Écart Témoin/base				0,45%	0,71%	-0,25%	-0,05%	0,09%	0,33%	0,23%	0,15%	
Écart Témoin/historique				1,06%	0,85%	-0,13%	-0,47%	-0,15%	0,40%	0,20%		
Somme écart Témoin/base	1,7%	Moy. Écart		0,2%	Variance écart		0,3%	Moy. témoin		7,7%		
Somme écart Témoin/histo.	1,8%	Moy. Écart		0,3%	Variance écart		0,6%	Moy. histo.		8,0%		
Fréquence où écart Témoin/base est +		75%			Fréquence où écart Témoin/histo. est +			57%				

% rendement propre	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Année historique	9,40%	9,40%	8,71%	8,70%	7,51%	5,83%	7,88%	8,22%	10,15%	12,79%		
Année base			8,71%	9,06%	8,71%	7,96%	7,57%	7,74%	6,99%	7,85%	7,32%	
Année témoin				8,71%	9,24%	8,28%	8,14%	7,80%	7,63%	7,14%	7,82%	7,64%
Écart Témoin/base				-0,35%	0,53%	0,32%	0,57%	0,06%	0,64%	-0,71%	0,50%	
Écart Témoin/historique				0,01%	1,73%	2,45%	0,26%	-0,42%	-2,52%	-5,65%		
Somme écart Témoin/base	1,6%	Moy. Écart		0,2%	Variance écart		0,5%	Moy. témoin		8,0%		
Somme écart Témoin/histo.	-4,1%	Moy. Écart		-0,6%	Variance écart		2,7%	Moy. histo.		8,9%		
Fréquence où écart Témoin/base est +			75%		Fréquence où écart Témoin/histo. est +				57%			

Base tarifaire en G\$	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Année historique	8,16	8,10	8,21	8,32	8,45	8,87	9,41	9,86	9,74	9,99		
Année base			8,24	8,32	8,52	8,84	9,41	9,91	9,84	10,04	10,31	
Année témoin				8,47	8,47	8,79	9,45	10,10	9,85	10,09	10,39	10,67
Écart Témoin/base				0,15	-0,04	-0,05	0,04	0,18	0,01	0,05	0,09	
Écart Témoin/historique				0,15	0,03	-0,08	0,03	0,23	0,11	0,10		
Somme écart Témoin/base	41,8%	Moy. Écart		5,2%	Variance écart		8,3%	Moy. témoin		958,7%		
Somme écart Témoin/histo.	57,2%	Moy. Écart		8,2%	Variance écart		10,1%	Moy. histo.		891,2%		
Fréquence où écart Témoin/base est +			75%		Fréquence où écart Témoin/histo. est +					86%		

Autorisé	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Taux rend. Base				7,99%	8,40%	7,75%	7,79%	7,81%	7,42%	7,54%	7,26%	
Taux dette				7,41%	8,24%	7,64%	7,90%	7,84%	7,66%	7,38%	7,23%	
Taux rend. Propre				9,06%	8,71%	7,96%	7,57%	7,74%	6,99%	7,85%	7,32%	
Base tarifaire				8,45	8,46	8,92	9,44	10,03	9,83	10,45	10,39	
Revenu requis				8,98	9,23	10,05	10,13	10,27	10,28	10,34	10,70	

Taux de rendement comparé

Nous présentons au prochain tableau des données comparatives, fournies principalement par HQD, concernant le taux de rendement et le taux de capitalisation d'entreprises réglementées à divers niveaux. Nous n'avons pas contrevérifié ces données, tout comme il faudrait pour avoir une image plus complète, évaluer le niveau de risque propre à chaque entreprise et comparer les taux de rendements réels à ceux réglementés pour voir si les distinctions soulevées par H.Q. tiennent dans la réalité. On voit aussi qu'H.Q. corporatif a un taux de capitalisation de 32,1% en fin 2010, soit un niveau inférieur au taux de capitalisation présumé d'HQD. Il serait aussi pertinent de comparer les taux d'emprunt et la politique financière des différentes entreprises.

Taux de rendement propre comparé	Taux capitalisation	Cie privée ou Publique	Niveau risque	Rendement net d'impôt	Prime risque implicite	Rendement réel 2010	Taux d'impôt
AltaGas Utilities (impôt déductible)	43%	Oui		9%	4,69%		28,00%
Altalink Management (Transport élec.)	36%	Oui		9%	4,69%		25,00%
ATCO Electric (Distribution élec.)	39%	Oui		9%	4,69%		28,00%
ATCO Electric (Transport élec.)	36%	Oui		9%	4,69%		28,00%
ATCO Gas	39%	Oui		9%	4,69%		28,00%
ATCO Pipelines	45%	Oui		9%	4,69%		28,00%
Enbridge Gas	36%	Oui		8,08%	4,36%		28,90%
ENMAX Distribution (élec.)	41%	Oui		9%	4,69%		n.d.
ENMAX (Transport élec.)	37%	Oui					n.d.
EPCOR (Distribution élec.)	41%	Oui		9%	4,69%		0%
EPCOR (Transport élec.)	37%	Oui		9%	4,69%		0,00%
FortisAlberta (Distri. élec. impôt déductible)	41%	Oui		9%	4,69%		28,00%
FortisBC (distribution electricité)		Oui		9,5%	5,20%		28,50%
Gaz Métro privée	38,50%	Oui		9,09%	4,94%		30,20%
Gazifère				9,10%	4,85%		
Hydro One Networks (Distribution élec.)	40%	Publique		9,58%	5,65%		31%
Hydro One Networks (Transport élec.)	40%	Publique		9,58%	5,65%		32%
Hydro-Québec Distribution	35%	Publique	Faible +	7,32%	3,41%	12,79%	0%
Hydro-Québec TransÉnergie (Transport)	30%	Publique	Faible -	7,14%	3,28%	9,27%	0%
76 Cies Distribution élec. (Ontario)	40%	Publ./privée					26,10%
NB Power (Transport élec.)	35%	publique					31%
Newfoundland Power (élec. Intégrée)	45%	privée					30,90%
Nova Scotia Power (élec. Intégrée)	40%	privée					34%
TransCanada Pipelines	40%	privée		8,08%	4,36%		28%
Union Gas	36%	privée					16,60%
B.C. Hydro (élec. Intégrée)	30%		Moyen	11,13%	6,83%	14,13%	25,43%
Manitoba Hydro (élec. Intégrée)	25%		Moyen+			4,9%	
Hydro-Québec (R.A. 2010)	32,10%	Publique	Moyen		10,2%	14%	0%

Notes : Sources HQD-14 doc. 3, p. 17 et HQD-2 doc. 3.2 p. 14 et 15

H.Q. prime risque = Taux sans risque moyen HQD et HQT (3,9% en 2011) - Taux rendement de 14%; ratio couverture 2010 = 1,92
H.Q. taux de rendement des capitaux propres publiés = 14,3% en 2009, 15,4 en 2008, 15% en 2007 et 20,6% en 2006
Taux rendement B.C. Hydro consolidé selon R.A. 2010-2011, rendement = 12,49% en 2009-2010 et 11,75% en 2008-2009
Taux rendement autorisé B.C. Hydro 12,75% (9,5%/(1-25,47%)), à partir de 2013 le supplément de 1,63% avant impôts étant aboli.
Manitoba Hydro R.A. 2010-2011; taux rendement propre calculé (5,8% en 2009-10, 9,4% en 2008-09, 14,03% en 2007-08)
Manitoba Hydro : réglementée sur la base de cibles sur le ratio de couverture (1,2) et taux capitalisation (25%)
ONÉ : le taux de rendement RCA s'applique au capital-actions ordinaire des sociétés pipelinières qui demande son application en absence d'entente avec leurs clients; RCA = Taux obligation féd. 10 ans + écart obligation 30 ans/10 ans + prime risque
La formule de rendement a été abandonnée en 2009 mais son calcul est effectué pour aider les parties intéressées jusqu'en 2011

* HQD devrait évaluer le taux de rendement de l'année de base qui correspond au produit de la base de tarification de l'année de base (voir HQD-14 doc. 1.2, rép. 71.1)

* Nous sommes favorables à l'application d'un mécanisme compensatoire pour verser aux clientèles les excédents de bénéfice net (à tout le moins pour la partie qui ne résulte pas de gains d'efficience véritables au courant de l'année témoins et donc qui ne relève pas du pelin contrôle d'HQD.

c) Contrôle et estimation de la masse salariale (HQD-7 doc. 1)

(HQD-7 doc. 1, p. 7) « • la progression combinée des charges de 2,4 % en 2012 comparativement à 2,3 % en 2011. Ce facteur est composé d'une progression de l'ordre de 3 % de certains coûts salariaux découlant des augmentations et progressions salariales et d'une progression des autres charges à l'inflation de 2 % ;

• la croissance de ses activités liées aux nouveaux abonnements, avec un impact à la hausse sur ses charges d'exploitation de l'ordre de 12,2 M\$ ou 1,1 % pour 2012. »

(HQD-7 doc. 3, page 9) « Le Distributeur soumet à nouveau à la Régie qu'il ne peut isoler l'impact monétaire des départs à la retraite et du rajeunissement de la main d'œuvre puisque les variations de la masse salariale peuvent être dues à plusieurs facteurs dont entre autres, le renouvellement de la main-d'oeuvre »

(R-3708-2009, HQD-13 doc. 1, R.36.1, page 75) « L'écart résiduel de 14,9 M\$ s'explique comme suit :

- **croissance de 10,3 M\$ due aux augmentations salariales de 2 % accordées en vertu des conventions collectives de travail ;**
- **augmentation de 5,9 M\$ attribuable à la croissance de 91 ETC (excluant les éléments spécifiques au nombre de 54 ETC présentés au tableau R-36.1) ;**
- **hausse de 5,2 M\$ associée à la progression salariale de 1 % des employés ;**
- **diminution de 6,5 M\$ relative à l'augmentation de la proportion d'effectifs temporaires ainsi qu'au rajeunissement de la main d'oeuvre. »**

* HQD a déjà estimé l'impact du recours à la main d'oeuvre temporaire et au rajeunissement de ses effectifs. Elle devrait justifier de manière plus sérieuse son refus d'estimer cet impact sur l'évolution et le taux de croissance de sa masse salariale, et ce en mode prévisionnel et expost.

Charges spécifiques : (HQD-7 doc. 1, p. 9) « Le Distributeur propose toutefois d'apporter une précision relativement au critère 4. En effet, le seuil minimal de 5 M\$ ne devrait pas s'appliquer aux charges d'exploitation découlant d'un projet majeur supérieur à 10 M\$ puisque ces charges font partie intégrante du projet. »

* On ne croit pas pertinent de faire cette exception pour les charges d'exploitation associées aux projets majeur de plus de 10 M\$: comme les projets d'investissements sont déjà autorisés, il n'est pas nécessaire selon nous qu'ils soient catégorisés comme spécifiques pour que leurs enveloppes de dépenses soient « protégées ». Il demeure possible, dans la formule d'établissement des charges d'exploitation (HQD-7 doc. 1, Annexe A) d'isoler du calcul, comme cela se fait déjà (frais corporatifs, récupérations de coûts...), certaines dépenses dont les niveaux de dépenses sont déjà reconnus. Il pourrait en être ainsi de certaines dépenses comme les charges du PGEE qui ne sont plus capitalisables. Encore ici il faut préciser le but recherché par un traitement spécifique des dépenses.

d) Révision des durées de vie d'actifs (HQD-3 doc. 2, p. 9 à 11)

HQD nous indique (HQD-14 doc. 3, rép. 21) que la valeur des actifs des réseaux autonomes qui ont fait l'objet d'une révision de durée de vie, au début de 2010, était de 19,5 M\$. « L'effet de ces révisions de durée de vie utile (pour les réseaux autonomes) entraîne une diminution des revenus requis de 0,9 M\$ pour 2011 et 1,1 M\$ pour 2012 ».

De plus HQD a procédé à la révision de la durée de vie des poteaux, qui a été accrue à 40 ans HQD-3 doc. 2, p. 20) « Conformément à la norme comptable canadienne 1506 « Modifications comptables », le Distributeur a donc procédé à la modification de la durée de vie utile des poteaux à compter de la date d'approbation finale du dossier, ce qui a eu pour impact de générer un écart favorable de la charge d'amortissement des actifs corporels de 5 M\$ pour l'année 2010. Pour l'année 2011, l'impact réel de cette révision de durée de vie utile est de 29 M\$. ».

(HQD-14 doc. 1.1 D. 65.1) La Régie confirme avoir autorisé le changement de durée de vie des poteaux à partir de 2011 seulement et non 2010.

(HQD-14 doc. 3, rép. 22.a)

	2010	2011
Amortissement prévu avant la révision de la durée de vie	66,8	66,8
Amortissement prévu suite à la révision de la durée de vie	61,8	38,1
Baisse de la charge d'amortissement ¹	5,0	28,7

(1) Une baisse d'amortissement de 30 M\$ a été autorisée par la Régie et versée au revenu requis 2011.

HQD nous confirme que le changement de durée de vie a été autorisé par la Régie à partir de 2011 seulement, et donc la charge d'amortissement et le revenu requis de 2010 n'ont pas été ajustés à la baisse pour tenir compte du changement de durée de vie.

(R-3740-10, HQD13 doc. 12, rép. 4.3) « Si l'impact définitif devait être inférieur ou supérieur au montant intégré dans la charge d'amortissement 2011, quel est le traitement proposé par le Distributeur pour en tenir compte dans l'année témoin 2012? »

Réponse :

Comme pour toute révision de durée de vie, advenant le cas où l'impact définitif lié à la révision de durée de vie des poteaux serait différent de celui estimé pour l'année témoin (2011), tout écart sera constaté dans la charge d'amortissement de cette même année (2011). Aucun traitement spécifique n'est proposé par le Distributeur pour la prise en compte d'un tel impact dans l'année témoin suivante (2012). »

* Nous demandons qu'HQD soit requise de se conformer à l'exigence réglementaire d'obtenir l'autorisation de la Régie avant de procéder aux révisions de durée de vie et d'ajuster en conséquence la charge d'amortissement et le revenu requis. Dans le respect de la juridiction de la Régie en matière de règles comptables (LRÉ, A. 32 par. 3.1°) nous demandons que les clientèles soient compensées de tout amortissement et rendement sur la base tarifaire payé en trop, dans les revenus requis autorisés, du fait qu'HQD en augmentant les durées de vie se trouve à réduire la dépense d'amortissement effective alors que les clientèles continuent à payer

les charges d'amortissement basées sur les anciennes durées de vie ; dans les faits l'amortissement est réduit en terme comptable mais les clientèles auront à payer ultérieurement en double pour de l'amortissement originalement intégré dans le coût de service, plus le cas échéant un rendement sur la base pour la valeur non amortie dans les faits.

Dans notre preuve de la cause tarifaire nous avons fait le même constat et la même recommandation, nous demandons un traitement équitable des clientèles.

Il serait aussi possible de créer un compte de frais reporté pour rembourser les clientèles de l'amortissement, et le cas échéant du rendement sur la base, payé en trop du fait que la dépense d'amortissement réglementaire est ajusté à délai, après que les durées de vie aient été modifiées par H.Q. dans son propre système comptable.

- (HQD-3 doc. 3, p. 10-11) « Dans le cadre du projet Lecture à distance (LAD), une révision de durée de vie utile devra être appliquée aux compteurs visés par le déploiement. En effet, le Distributeur devra réduire la durée de vie utile de toutes les catégories de compteurs qui seront retirés dans le cadre du projet, dans le but de faire concorder la fin de la période d'amortissement de ces compteurs avec la fin du déploiement prévu pour décembre 2017. Le Distributeur estime que la diminution de la durée de vie des catégories de compteurs concernés entraîne un impact supplémentaire de 8 M\$ sur la charge d'amortissement pour l'année témoin 2012. Ce montant est toutefois partiellement compensé par un amortissement évité de 1 M\$ en lien avec les compteurs retirés dans le cadre du projet. »

* D'une part le changement de durée de vie des compteurs est conditionnel à l'acceptation du projet LAD par la Régie, d'autre part nous voulons nous assurer que c'est la meilleure façon de procéder (on pourrait radier les compteurs au moment de leur retrait), que l'interprétation des normes comptables par HQD est adéquate (HQD-14 doc. 3, rép. 23.a) et enfin que cette façon de faire soit jugée équitable et raisonnable par la Régie de l'énergie qui garde le pouvoir de décider autrement que ce que propose HQD.

e) Retraits d'actifs : (HQD-7 doc. 11, p. 3 et) les coûts liés aux retraits d'actifs passent de 49 M\$ en 2010, à 30 M\$ en 2011 (autorisé et année de base) à 50 M\$ en 2012. On est en droit de se demander si les retraits pour des appareils de mesures dans le cadre du projet LAD (10 M\$ en 2012), et les retraits d'actifs incorporels dans le cadre du projet OSC (10 M\$), de devraient pas réduire le montant demandé pour les travaux récurrents de corroboration et retraits divers (30 M\$ demandé pour 2012). Il serait intéressant de comparer la situation à pareille date pour juger des retraits effectifs. On peut toutefois se questionner sur le montant prévu des retraits pour 2011 et 2012.

Selon HQD-14 doc. 14 compléments, rép. R-101.1) les retraits d'actifs au 30/09/11 sont de -2.6 M\$, HQD indique que les travaux de corroboration cheminent mais qu'il y a un niveau plus élevé que prévu de revenus de vente de surplus d'actifs (cet élément a été accru pour 2012, de 2,5 M\$ à 5,5 M\$). Ce montant n'apparaît pas intégré aux prévisions 2012.

f) Revenus autres que ventes d'électricité (HQD-9 doc. 1, p. 4) : « À titre d'exemple, les revenus provenant de missions d'assistance relatives à des travaux de dépannage aux États-Unis suite à

des événements climatiques sont difficilement prévisibles. Ainsi, ces types de revenus ne peuvent faire l'objet d'une prévision. Toutefois, la majorité de ces revenus non récurrents lorsque constatés en mode réel est compensée par des coûts équivalents, avec pour conséquence un impact global nul sur les revenus requis. Ainsi, l'analyse seule des revenus non récurrents en mode réel est peu utile afin de juger du caractère raisonnable des revenus projetés de l'année témoin. »

De manière générale les revenus autres ont été sous-estimés, depuis 2004.

Rev. autres que ventes élec.	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012,0
Année historique				169,5	160,8	166,9	183,8	199,9	212,2	224,7		
Année base					147,8	154,5	163,3	175,2	206,5	209,7	215,9	
Année témoin				143,5	147,5	144,5	153,2	157,2	177,2	203,7	223,6	209,7
Écart Témoin/base				143,50	-0,30	-10,00	-10,10	-18,00	-29,30	-6,00	7,70	
Écart Témoin/historique				-26,00	-13,30	-22,40	-30,60	-42,70	-35,00	-21,00		
Somme écart Témoin/base	77,5	Moy. Écart		9,7	Variance écart		55,19	Moy. témoin		173		
Somme écart Témoin/histo.	-191,0	Moy. Écart		-27,3	Variance écart		9,74	Moy. histo.		188,257		
Fréquence où écart Témoin/base est +		25%			Fréquence où écart Témoin/histo. est +			0%				

Expertise et autres	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012,0
Année historique			6	5,8	5,2	4,3	5,2	7,4	6	8,2		
Année base				3,4	1,6	5,3	1	3,8	5,7	3,6	3,8	
Année témoin				4,8	2	1,4	5,3	1	3,8	5,7	3,6	3,8
Écart Témoin/base				1,40	0,40	-3,90	4,30	-2,80	-1,90	2,10	-0,20	
Écart Témoin/historique				-1,00	-3,20	-2,90	0,10	-6,40	-2,20	-2,50		
Somme écart Témoin/base	-0,6	Moy. Écart		-0,1	Variance écart		2,72	Moy. témoin		3		
Somme écart Témoin/histo.	-18,1	Moy. Écart		-2,6	Variance écart		2,04	Moy. histo.		6,0125		
Fréquence où écart Témoin/base est +		50%			Fréquence où écart Témoin/histo. est +			14%				
Réclamations aux 1/3 autres	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012,0
Année historique				28,2	20,1	19,8	23	23,5	21,8	24,2		
Année base					14,9	13,9	14,7	14,7	17,3	17,2	15,3	
Année témoin				9,7	14,2	15,8	15,2	15,7	16,4	17,6	15,7	15,7
Écart Témoin/base				9,70	-0,70	1,90	0,50	1,00	-0,90	0,40	0,40	
Écart Témoin/historique				-18,50	-5,90	-4,00	-7,80	-7,80	-5,40	-6,60		
Somme écart Témoin/base	12,3	Moy. Écart		1,5	Variance écart		3,42	Moy. témoin		15		
Somme écart Témoin/histo.	-56,0	Moy. Écart		-8,0	Variance écart		4,82	Moy. histo.		22,9429		
Fréquence où écart Témoin/base est +		75%			Fréquence où écart Témoin/histo. est +			0%				

Rev. Prévisibles/récurrents	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012,0
Année historique				135,5	135,5	142,8	146,6	169	184,4			
Année base					131,3	135,3	147,6	156,7	183,5	188,9		
Année témoin				129	131,3	127,3	132,7	140,5	157	180,4	204,3	
Écart Témoin/base				129,00	0,00	-8,00	-14,90	-16,20	-26,50	-8,50	204,30	
Écart Témoin/historique				-6,50	-4,20	-15,50	-13,90	-28,50	-27,40	180,40		
Somme écart Témoin/base	259,2	Moy. Écart		32,4	Variance écart		85,61	Moy. témoin		150		
Somme écart Témoin/histo.	84,4	Moy. Écart		12,1	Variance écart		74,81	Moy. histo.		152,3		
Fréquence où écart Témoin/base est +		25%			Fréquence où écart Témoin/histo. est +			14%				

HQD considère que les réclamations aux tiers et les services d'expertise et autres sont plus difficiles à prévoir, et on observe un écart plus important entre l'année témoin et l'année historique, mais cela peut résulter aussi de prévisions trop conservatrices ou biaisées afin d'en tirer profit.

Les revenus de pose d'attache et poteaux sont ainsi beaucoup mieux prévus.

pose d'attaches et poteaux	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012,0
Année historique				17,4	17,6	18,6	19,3	21,9	18,6	21,7		
Année base					17,3	18,1	18,6	19,1	21,7	21,5	22,3	
Année témoin				18,1	18,2	17,3	18,5	18,6	19,5	21,1	21,9	22,6
Écart Témoin/base				18,10	0,90	-0,80	-0,10	-0,50	-2,20	-0,40	-0,40	
Écart Témoin/historique				0,70	0,60	-1,30	-0,80	-3,30	0,90	-0,60		
Somme écart Témoin/base	14,6	Moy. Écart		1,8	Variance écart		6,63	Moy. témoin		20		
Somme écart Témoin/histo.	-3,8	Moy. Écart		-0,5	Variance écart		1,48	Moy. histo.		19,3		
Fréquence où écart Témoin/base est +			25%							43%		

Nous avons demandé à HQD de nous démontrer quel pouvait être l'impact sur les coûts et le bénéfice net d'une augmentation de services rendus en facturation interne ou externe, mais HQD n'a pas voulu répondre prétextant avoir déjà répondu par le passé à ce genre de questions.

R-3740-10, HQD-13 doc. 3 Rép. 62 « (p. 5-6) « Le poste «Réclamations aux tiers et autres» totalisant 21,8 M\$ en 2009 inclut entre autres, des revenus non récurrents de 2,0 M\$ ayant été facturés dans le cadre de missions d'assistance de dépannage aux États-Unis. Étant donné le caractère imprévisible de ces travaux, aucun revenu non récurrent, ni coût afférent n'a été prévu à cet effet pour 2010 et 2011. »

D. 62 : Indiquez-nous à partir de quelles ressources internes ou externes les services aux tiers et autres sont offerts ? Si les réclamations réalisées surpassent les prévisions de réclamations quel effet cela aura-t-il sur le bénéfice d'H.Q. ?

Réponse :

Les ressources utilisées dans les services offerts aux tiers sont des ressources internes uniquement : agents de service et projeteurs pour le volet ingénierie, monteurs pour la réalisation des travaux, ainsi que les unités Réclamations (agents réclamation, commis distribution) pour le volet administratif. »

À noter qu'HQD n'a pas répondu concernant l'impact sur son bénéfice net.

Dans la mesure où HQD utilise ses ressources internes pour rendre des services à l'interne ou à l'externe, nous considérons que la position d'HQD est incorrecte. Par exemple si HQD dispose de 100 ETC pouvant offrir des services à l'externe et que ces ressources coûtent annuellement 10 M\$. Si HQD planifie offrir des services à l'externe pour 5 M\$, elle devrait réduire ces revenus du 10 M\$ pour faire assumer le 5 M\$ restant par ses clientèles régulières. Maintenant si dans le courant de l'année HQD répond à des demandes de service accrues, non planifiées au départ, pour une valeur de 2,5 M\$, et bien ce revenu supplémentaire viendra gonfler son bénéfice net de 2,5 M\$, car les ressources internes sont déjà, à 50%, payées par les clientèles régulières. De la sorte les ressources internes seront détournées pour répondre à des demandes de service externe et ne serviront pas pendant ce temps là pour répondre aux besoins des clientèles régulières.

À moins de preuve contraire solide de la part d'HQD, les activités associées à la facturation externe ou interne et à la récupération de coûts devraient être considérées comme des activités offertes par les ressources internes d'HQD et faire l'objet d'une comptabilisation séparée afin d'éviter que les ressources associées soient détournées de leur vocation première (soit de servir les clientèles régulières d'HQD) au profit d'HQD mais au détriment des clientèles régulières. Un CFR permettrait de compenser correctement les clientèles régulières de la sous-évaluation des revenus de ce type.

Facturation externe	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Année historique	-70,3	-53,2	-55,7	-58,3	-59	-68,5	-82,3	-90,2	-100,3	-104,6		
Année base	-72,7		-51,3	-54,7	-54,9	-61,3	-75,9	-81,9	-98,9	-101,9	-103	
Année témoin		-63,1		-52	-54,1	-54,9	-61,3	-68,9	-81,5	-94,7	-112,2	-94,80
Écart Témoin/base				2,70	0,80	6,40	14,60	13,00	17,40	7,20	-9,20	
Écart Témoin/historique				6,30	4,90	13,60	21,00	21,30	18,80	9,90		
Somme écart Témoin	52,9	Moy. Écart		6,6	Variance écart	8,62	Moy. témoin		-74			
Somme écart Témoin	95,8	Moy. Écart		13,7	Variance écart	6,88	Moy. histo.		-74,24			
Fréquence où écart Témoin/base est +	88%				Fréquence où écart Témoin/histo. est +				100%			

Facturation interne	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Année historique	-23,8	-35,1	-44	-55	-54,5	-55,3	-55,9	-61,5	-69,1	-72		
Année base	-26,8		-42,8	-49,8	-50,3	-56,6	-50,9	-56,7	-66,2	-67,1	-73,3	
Année témoin		-31,9		-51,2	-50,4	-52,9	-55	-51,2	-57,4	-68,3	-72,3	-74,8
Écart Témoin/base				-1,40	-0,10	3,70	-4,10	5,50	8,80	-1,20	1,00	
Écart Témoin/historique				3,80	4,10	2,40	0,90	10,30	11,70	3,70		
Somme écart Témoin	12,2	Moy. Écart		1,5	Variance écart	4,21	Moy. témoin		-57			
Somme écart Témoin	36,9	Moy. Écart		5,3	Variance écart	4,08	Moy. histo.		-52,62			
Fréquence où écart Témoin/base est +	50%				Fréquence où écart Témoin/histo. est +				100%			

Récupération coûts	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Année historique			-49,9	-52,1	-43,4	-39,5	-42,4	-45,4	-40,4	-45,9		
Année base				-44,2	-38,7	33	-33,3	-33,8	-39	-38,7	-37,6	
Année témoin					-45,7	-33,1	-33,7	-34,3	-35,9	-38,7	-37,6	-38,3
Écart Témoin/base				44,20	-7,00	-66,10	-0,40	-0,50	3,10	0,00	0,00	
Écart Témoin/historique				52,10	-2,30	6,40	8,70	11,10	4,50	7,20		
Somme écart Témoin	-26,7	Moy. Écart		-3,3	Variance écart	29,98	Moy. témoin		-37			
Somme écart Témoin	87,7	Moy. Écart		12,5	Variance écart	17,95	Moy. histo.		-44,88			
Fréquence où écart Témoin/base est +	25%				Fréquence où écart Témoin/histo. est +				86%			

g) Coûts des approvisionnements : nous sommes préoccupés par la croissance des coûts d'approvisionnement, par les charges associées aux dispositions des surplus ou les frais déboursés pour garder la centrale de TCE inopérante. Le prochain tableau présente l'évolution entre 2010 et 2012 des volumes, prix et factures des différents approvisionnements. Nous voyons aussi que la facture estimée pour garder inopérante la centrale de TCE va en croissant de 2010 à 2012.

HQD-5 doc. 1, Annexe B Tableau page 29												
Quantités et coûts des approvisionnements	2010			2011			2012			2010	2011	2012
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	Quantités en TWh		
Long Terme	3,5	381,9	105,5	5,0	506,4	101,6	6,3	638,7	101,4	3,620	4,984	6,299
TCE												
HQP	2,1	153,1	73,5	3,1	226,4	72,8	2,9	220,9	77,1	2,083	3,110	2,865
Bowater	0,0	1,9	56,7							0,034		
Tembec	0,1	5,3	92,2	0,1	6,0	91,9	0,1	6,2	92,4	0,057	0,065	0,067
Biomasse 2							0,0	6,2	92,4	0,000	0,000	0,067
Éolien 2				0,0	3,4	93,6	0,8	71,8	95,7	0,000	0,036	0,750
Éolien 2 sans pénalités				0,0	3,8	105,7	0,8	74,7	99,6		0,036	0,750
Petites Centrales hydro	0,0	0,2	50,4	0,1	6,6	76,0	0,1	9,3	79,8	0,004	0,087	0,117
Éolien 1	1,2	71,5	59,5	1,6	96,3	60,4	2,3	143,6	62,7	1,201	1,595	2,292
Connus St-Ulric	0,3	17,5	58,1	0,4	23,8	59,1	0,5	28,8	60,8	0,301	0,403	0,474
Mt-St-Louis				0,1	5,2	56,6	0,3	18,3	57,5		0,092	0,318
Autres inconnus vérifier prix d' H.Q. & R-3740-	0,9	54,0	60,0	1,1	67,3	61,5	1,5	96,5	64,7	0,900	1,095	1,492
TCE +autres inconnus	1,1	203,9		1,2	234,6		1,6	274,3				
TCE + autres inconnus sauf Éolien 1	0,2	149,9		0,1	167,3		0,1	177,8				
Coût TCE si inconnus = 60\$/MWh en 2010		135,5			161,3			170,9				
Coût TCE si seul inconnu = Kruger à 60\$/MWh		143,9			161,1			171,5				
Court Terme	-0,4	-3,4	8,5	0,3	21,3	70,8	0,2	12,7	77,5			
Achats	0,7	47,3	65,0	0,6	30,5	49,7	0,4	19,0	52,5	0,728	0,614	0,362
Reventes	-1,1	-50,7	44,9	-0,3	-9,2	29,4	-0,2	-6,3	31,8	-1,129	-0,313	-0,198
Achats puissance		7,3			5,5			7,7				
Service transport		0,1										

Nous sommes partisans de la plus grande transparence en matière de coûts et contrats d'approvisionnements, demandons de pouvoir accéder aux informations confidentielles sur le sujet et demandons à la Régie de requérir d'HQD qu'elle adopte des techniques de minimisation des coûts à long terme tenant compte des incertitudes sur l'offre et la demande.

(HAD-14 doc. 3, D. 27) « Existe t-il des indicateurs de prix de marché de long terme qui pourraient servir à comparer les coûts des approvisionnements de long terme d'HQD ? Si oui lesquels et comment cela se compare au coût des approvisionnements postpatrimoniaux long terme d'HQD ?

Réponse :

Non. Les indicateurs de marchés sont essentiellement de court terme. »

* Nous considérons pertinent de développer des indicateurs pour comparer le coût(prix) des approvisionnements de long terme, de même les prix de marché de référence pour juger de la rentabilité de certains contrats ou de certaines modifications de contrats d'approvisionnements devraient viser des produits d'approvisionnement qui ont des caractéristiques comparables aux sources d'approvisionnement que l'on veut comparer ou évaluer (les prix de transactions horaires ou journalières sur les marchés ne constituent pas un référentiel adéquat pour juger de la performance de transactions annuelles, saisonnières ou mensuelles, ou encore des transaction qui sont modulables afin de maximiser les ventes en pointe et les revenus de revente.

4) Modalités de disposition des comptes

Modalités de disposition du compte d'écarts du coût de retraite (HQD-3 doc. 3)

HQD propose de procéder en deux étapes pour disposer du solde de ce compte d'écart. D'une part HQD nous indique que les prévisions du coût de retraite pour l'année en cours sont établies au printemps, et que le coût de retraite réel de l'année témoin est établi en date du 31 décembre par les actuaires mandatés par H.Q..

HQD indique (HQD-14 doc. 3, rép. 24.b) «**Conformément à la décision D-2011-028, l'application du compte d'écarts du coût de retraite est une application prospective à compter de l'année 2011. L'objectif du compte est de capter les écarts de prévision des coûts de retraite afin de ramener ceux-ci sur le niveau des coûts réellement encourus. Les modalités de disposition proposées par le Distributeur permettent un meilleur appariement des coûts en minimisant le délai de disposition des écarts puisqu'une partie de l'écart de l'année de base est versée aux revenus requis de l'année témoin projetée suivante. »**

En fait ici Hydro-Québec confond deux choses : nous avons proposé l'an passé de réévaluer le coût de la retraite en début d'année témoin afin de préciser son évaluation, pour fin d'intégration dans le revenu requis de l'année témoin, en fonction d'informations la plus à jour possible, proposition que la Régie n'a pas retenue. Ce que nous avons à préciser dans la présente cause c'est la façon de disposer du compte d'écart du coût de la retraite, où selon la décision de la Régie (D-2011-028, p. 41) :

« **La Régie demande au Distributeur de créer un compte d'écarts et d'y porter la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés pour le coût de retraite, à compter de l'année témoin 2011. La Régie lui demande de présenter les composantes et les modalités de disposition de ce compte lors du prochain dossier tarifaire. »**

Dans la mesure où les coûts encourus correspondent aux coûts réels de retraite, il est pertinent d'attendre de connaître le coût réel de retraite de l'année de base, ce coût étant établi en décembre de l'année de base, afin de disposer de manière efficace du compte d'écart et en limitant le plus possible l'application de frais financiers.

Nous montrons au prochain tableau qu'une procédure en deux étapes tel que préconisé par HQD impliquerait des frais financiers un peu plus élevé et une plus grande variabilité de la charge de retraite

Charges de retraite	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Année historique	-32	-42	-33,37	0	61	94,3	100,8	45	19,7	6,2			
Année base			-44	-1	62,2	99,5	103,4	60,1	18,5	6,6	37,7		
Année témoin				-18,2	18	74,7	99,5	85,5	58,5	58,5	68	45,8	
Écart Témoin/base			-10,6	-17,2	-44,2	-24,8	-3,9	25,4	40,0	51,9	30,3		
Écart Témoin/historique			33,4	-18,2	-43,0	-19,6	-1,3	40,5	38,8	52,3			
Somme écart Témoin/base	46,9	Moy. Écart		5,2	Variance écart	32,80	Moy. témoin		54				
Somme écart Témoin/histo.	82,9	Moy. Écart		10,4	Variance écart	35,26	Moy. histo.		21,963				
Fréquence où écart Témoin/base est +			44%	Fréquence où écart Témoin/histo. est +						50%			
% rendement base tarifaire autorisé (2012 prévu)				7,99%	8,40%	7,75%	7,79%	7,81%	7,42%	7,54%	7,26%	7,24%	
											Total	Somme	
A-Règlement du solde en deux étapes (pour 2011 on suppose que année de base = année historique)											2004 à 2011		absolu
Écart Témoin Base				17,20	44,20	24,80	3,90	-25,40	-40,00	-51,90	-30,30	-57,50	237,7
Écart Base historique				1,00	-1,20	-5,20	-2,60	-15,10	1,20	-0,40		-22,30	26,7
Rendement base sur les 2 années d'ajustement				0,81	1,71	0,36	-0,15	-2,73	-1,35	-2,00	-1,10	-4,46	10,2
Impact Total				19,01	44,71	19,96	1,15	-43,23	-40,15	-54,30	-31,40	-84,26	274,6
B-Règlement du solde en une étape													Somme
Écart Témoin-Historique				18,2	43	19,6	1,3	-40,5	-38,8	-52,3	-30,3	-79,8	244,0
Rendement base pour l'année d'ajustement				0,727	1,806	0,7595	0,0506	-1,582	-1,44	-1,972	-1,1	-2,75	9,4
Impact Total				18,93	44,806	20,36	1,3506	-42,08	-40,24	-54,27	-31,4	-82,6	253,4
Écart de rendement entre les méthodes A et B				0,082	-0,097	-0,404	-0,2028	-1,15	0,0898	-0,03	0	-1,7	

* Nous proposons de régler en une seule étape le solde du compte d'écarts de frais de retraite, donc nous proposons d'attendre que le coût réel de l'année de base soit connue (nous passons alors à l'année historique), soit après décembre, ce qui permettra aussi de limiter les frais financiers associés au maintien du solde dans le compte d'écart.

Traitement réglementaire des coûts de projets supérieurs à 10 M\$ et non autorisés (HQD-3 doc. 3)

« (HQD-3 doc. 3, p. 8) « Ainsi, les mises en service et retraits 2012 du projet ont été comptabilisées à la base de tarification de l'année témoin projetée 2012. Leur impact sur les revenus requis s'élève à 22,5 M\$ et est composé de 9,7 M\$ d'amortissement, de 9,9 M\$ de radiations et de 2,9 M\$ de rendement de la base de tarification.

De plus, des charges d'exploitation de 13,2 M\$ et des gains associés au projet de (0,7 M\$) ont aussi été comptabilisés aux revenus requis 2012. Par ailleurs, en ce qui concerne les travaux préparatoires (projet LAD), l'impact sur les revenus requis 2012 totalise 5,9 M\$, tel que présenté à la pièce HQD-8, document 7, section 14.»

(HQD-14 doc. 3, D. 24-25) « **D. 25** : pourquoi ne pas placer dans un compte hors base la valeur des mises en service et des frais de mise en exploitation et d'exploitation, sans ajouter au préalable les dépenses associées dans le revenu requis de l'année témoin projetée et sans anticiper sur la date où la Régie prendra une décision sur l'autorisation d'un projet d'investissement, et de laisser la Régie décider, au moment de la décision tarifaire, de l'intégration ou non de ces dépenses dans le revenu requis de l'année témoins projetée ?

Réponse :

Dans un souci d'assurer une meilleure adéquation entre le moment où les coûts sont générés par les projets et le moment où ils sont récupérés, le Distributeur préconise l'approche proposée au présent dossier. En outre, la proposition du Distributeur implique

qu'une décision sur un projet d'investissement doive être rendue par la Régie avant la décision devant être rendue dans le dossier tarifaire.»

* Notre proposition présentée dans la demande de renseignement ci-haut, a l'avantage de préserver l'entière discrétion de la Régie, sans que ne soit présumé d'une décision favorable et à temps portant sur l'autorisation du projet, tout en gardant la possibilité d'intégrer dans la base tarifaire et dans le revenu de l'année témoin, les montants de dépenses et les valeurs d'actifs associés aux projets en cause.

* Nous pensons aussi qu'HQD devrait prouver que les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation ont de fortes chances de se réaliser dans l'année témoin, autrement à défaut de retard dans la réalisation des travaux et les mises en service, l'intégration dans le revenu requis ou dans la base tarifaire devra attendre au prochain dossier tarifaire.

5) La stratégie tarifaire et les hausses tarifaires et l'impact des hausses tarifaires

Nous avons demandé à HQD des données sur les taux de diffusion des différents modes de chauffage et elle a refusé (HQD-14 doc. 3, rép. 15.a) de nous fournir les données à l'effet que cela présentait un intérêt commercial stratégique. HQD devrait faire preuve de plus d'ouverture en nous permettant de consulter les données sous le sceau de la confidentialité, considérant que ce sont les clients qui paient en bout de lire pour réaliser de tels sondages.

Hausses tarifaires versus inflation depuis 2003

Inflation vs hausses tarifaires	Électricité Québec		Indice coût vie P.Q.	
Indices = 100 en 2003	Hausse	Indice	Inflation	IPC
2003	0,0%	100,0	2,5%	100,0
2004	4,5%	104,4	2,0%	102,0
2005	1,2%	105,7	2,3%	104,3
2006	5,3%	111,3	1,7%	106,0
2007	1,9%	113,5	1,6%	107,7
2008	2,9%	116,8	2,1%	110,0
2009	1,2%	118,2	0,6%	110,6
2010	0,4%	118,6	1,2%	112,0
2011	-0,4%	118,1	2,8%	115,2
2012	1,70%	120,1	2,0%	117,5
Hausse 2003/2004		20,1%		17,5%

La baisse tarifaire de 2011 et la hausse légère de tarifs en 2010, avec la poussée inflationniste de 2011, ont fait en sorte que les tarifs d'électricité ont évolué moins vite que le taux d'inflation au Québec depuis 2010. Les tarifs d'électricité ont tout de même évolué de 20,1\$ depuis 2003, alors que l'inflation au Québec aura été de 17,5%.

Pour 2012, HQD propose des hausses uniformes de 1,7% en moyenne pour les différentes catégories tarifaires. Au tarif D (HQD-12 doc. 3, p. 3) la redevance est toujours maintenue au niveau de 40,64¢/jour, le prix de la 1^e tranche d'énergie augmente de 1,1%, alors que le prix de la 2^e tranche d'énergie augmente de 2,5%. La prime de puissance d'été est haussée de 50%. Au tarif DT le prix hors pointe est gelé, alors que le prix den pointe subit une hausse importante de 17,7% (de 18,32¢/kWh à 21,56¢/kWh).

La stratégie tarifaire à long terme : (HQD-12 doc. 1, page 4 et HQD12 doc. 2 p. 8) la stratégie tarifaire vise à geler la redevance et à accroître le signal de prix des tarifs domestiques en concentrant les hausses sur le prix de l'énergie, notamment la seconde tranche (les impacts tarifaires sur les clientèles sont ainsi minimisées et raisonnables) que l'on cherche à apparier au coût marginal de long terme.

Le coût marginal de long terme serait basé, selon HQD (HQD-14 doc. 4, rép. 5.1, page 19) le prix du 2^e appel d'offre éolien.

Prix en ¢/kWh	2012	2022	2023
1e prix Tarif D (chiffrier bi-énergie)	5,45	7,11	7,21
2e prix Tarif D	7,70	13,01	13,35
Coût marginal base (HQD-2 doc. 4)	5,24	6,84	17,35
Coût marginal chauffage	6,95	9,38	18,74
Ratios			
1e prix D/Coût marginal base	104,0%	103,9%	41,5%
2e prix D/Coût marginal chauffage	110,8%	138,6%	71,2%

Actuellement les deux prix d'énergie du tarif D sont plus élevés que les coûts marginaux de court terme évalués par HQD, il en serait ainsi jusqu'en 2023, date où le prix du 2^e appel d'offre éolien serait utilisé comme prix référence pour la fourniture/transport (sa valeur serait alors de 14,41¢/kWh). À ce moment le ratio de prix (prix d'énergie du D/coût marginal) baisserait sensiblement, mais plus fortement pour le ratio 1^{er} prix du D/coût marginal de base (chauffe-eau) car le 1^e prix du tarif D continue d'évoluer moins vite que le 2^e prix du D, ce tant que ce 2^e prix ne se sera pas approché du coût marginal de chauffage, selon notre interprétation de la proposition d'HQD.

Nous questionnons toujours l'utilisation du prix du 2^e appel d'offre éolien comme prix de référence du coût marginal d'approvisionnement marginal, alors que les prix de marché demeurent inférieurs et que l'approvisionnement éolien ne peut être évité, étant décidé par voie gouvernementale. De plus la stratégie tarifaire d'HQD fait sans cesse augmenter l'écart entre les deux prix d'énergie et à long terme éloignera le 1^e prix du tarif D de son coût marginal correspondant (prix du chauffage de l'eau, qui représente la consommation de base)

Impacts des hausses tarifaires

HQD décrit les impacts des hausses sur la facture selon le niveau de consommation mensuelle (HQD-12 doc. 2, page 14) et sur les factures moyennes pour différents types de logement (HQD-12 doc. 2, p. 15).

Selon l'A. 48 de la LRE le distributeur d'électricité doit joindre à sa demande tarifaire un document faisant état des impacts d'une hausse tarifaire sur les personnes à faible revenu.

HQD présente les impacts par décile de revenus à partir des données de dépenses des ménages de Statistique Canada pour 2009, dont la dépense associée au 95^e centile des répondants. HQD simule ainsi l'impact des hausses tarifaires en postulant les quantités consommées en première et 2^e tranche (Statistique Canada ne fournissant que les dépenses d'électricité monétaires, incluant les taxes à la consommation) pour la hausse tarifaire de 2012 (HQD-12 doc. 2 page 17) et pour les hausses entre 2005 et 2012. Les données par décile montrent que la hausse de facture en % augmente avec le décile de revenu. Par ex. pour la hausse de 2012, le premier décile subirait une hausse moyenne de 1,2%, alors que le 10^e décile subirait une hausse de 1,85% environ. Cela laisse entendre que la stratégie tarifaire d'HQD impacte moins sur les ménages à faible revenu qu'une stratégie tarifaire où toutes les composantes du tarif D, seraient indexés du même taux (1,7%)

Analyse des données de dépenses des ménages de Statistiques Canada (2009) et des données du sondage d'H.Q. auprès des consommateurs d'électricité au Québec (2010).

Données par décile HQD-14 doc. 3, p. 48								
Décile	Taille moyenne	% proprio	Rev. médian	Dépense moy. électricité	% déclarants	Dép. moy. /déclarant	Dép. moy. /déclarant per capita	Dép. moy. /déclarant en % du rev. Médian
1	1,21	11,30%	8 170 \$	531 \$	61,40%	865 \$	715 \$	10,59%
2	1,42	26,20%	20 670 \$	877 \$	76,70%	1 143 \$	805 \$	5,53%
3	1,67	38,70%	28 694 \$	918 \$	80,10%	1 146 \$	686 \$	3,99%
4	1,89	49,20%	36 664 \$	1 103 \$	92,70%	1 190 \$	630 \$	3,25%
5	2,07	53,10%	45 471 \$	1 229 \$	88,10%	1 395 \$	674 \$	3,07%
6	2,25	61,90%	55 500 \$	1 335 \$	93,20%	1 432 \$	637 \$	2,58%
7	2,65	70,40%	67 180 \$	1 400 \$	93,60%	1 496 \$	564 \$	2,23%
8	2,81	79,90%	81 787 \$	1 590 \$	94,90%	1 675 \$	596 \$	2,05%
9	3,12	92,10%	104 157 \$	1 907 \$	99,60%	1 915 \$	614 \$	1,84%
10	3,55	93,10%	180 000 \$	2 253 \$	99,60%	2 262 \$	637 \$	1,26%
Moyenne	2,264	0,5759	62 829 \$	1 314 \$	87,99%	1 452 \$	656 \$	3,64%

Les données par décile de Statistique Canada nous montre que la taille du ménage, le pourcentage de propriétaire, la dépense en électricité, ainsi que le % de ménages déclarant payer leur électricité, augmentent avec le décile de revenu. Ainsi plus de ménages à faible revenus sont locataires et ne paient pas leur facture d'électricité, ce qui réduit la dépense moyenne d'électricité des premiers déciles. Par contre l'écart dans la dépense d'électricité, entre le 1^e et le dernier décile, diminue si l'on divise la dépense moyenne par le taux de répondant ou encore si on considère la dépense moyenne per capita (dépense moyenne divisée par la taille du ménage). On voit ainsi que la dépense per capita est même plus élevée chez les plus pauvres, que chez les plus riches. On

voit enfin que le taux d'effort (dépense/revenu) est inversement proportionnel au revenu du ménage.

Données tirées de l'enquête sur les dépenses d'électricité des ménages d'H.Q. (2010).

Tableau R-15.a Estimation du nombre de ménages dans la population à partir du sondage 2010 d'HQD HQD-13doc. 3 p. 13											
	Répartition des ménages selon le niveau de revenu en 000\$										Pas répondu
	TOTAL	-10	10-20	20-30	30-40	40-60	60-80	80-100	100-120	120+	
No. Total de ménages en 000	3 174,74	84,3	271,5	313,8	291,7	474,7	328,1	227,1	153,5	206,9	823,2
en % du Total	100%	3%	9%	10%	9%	15%	10%	7%	5%	7%	26%
Taille moyenne du ménage	2,40	1,9	1,7	2,2	22,2	2,4	2,8	3	3,1	3,2	2,3
Propriétaires en 000	2 022,55	18,6	87,6	136,3	155,0	302,8	250,1	186,3	136,7	190,3	558,9
en % des propriétaires	100%	0,9%	4,3%	6,7%	7,7%	15,0%	12,4%	9,2%	6,8%	9,4%	27,6%
en % du Total	63,7%	0,6%	2,8%	4,3%	4,9%	9,5%	7,9%	5,9%	4,3%	6,0%	17,6%
Locataires en 000	1 152,19	65,7	183,9	177,5	136,7	171,9	78,0	40,8	16,8	16,6	264,3
en % des locataires	100%	5,7%	16,0%	15,4%	11,9%	14,9%	6,8%	3,5%	1,5%	1,4%	22,9%
en % du Total	36,3%	2,1%	5,8%	5,6%	4,3%	5,4%	2,5%	1,3%	0,5%	0,5%	8,3%
Pourcentage des locataires											
Payant pour chauffage et eau	72,3%	61,7%	68,1%	74,4%	74,2%	78,2%	73,5%	74,4%	65,6%	61,0%	71,9%
Payant pour chauffage seul	8,2%	12,4%	11,9%	7,6%	8,5%	6,3%	7,2%	4,1%	10,1%	14,1%	6,4%
Payant pour eau seule	2,5%	1,6%	2,9%	1,9%	3,1%	1,0%	5,2%	3,7%	4,5%	3,7%	2,2%
Chauffage/eau inclus dans loyer	16,1%	23,8%	16,0%	15,2%	13,9%	13,3%	14,0%	16,6%	19,8%	21,1%	17,8%

Le précédent tableau compare en terme de nombre et de répartition du revenu les ménages locataires (36,3% des ménages) versus les ménages propriétaires (63,7% des ménages).

Données sur les dépenses d'électricité selon la taille du ménage et le statut d'habitation

Tableaux fournis en réponse 15.b HQD-14 doc. 3. p. 53 à 70 : données consom. des répondants traitées

Propriétaires TAÉ Taille ménage	Nombre proprio	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
1 personne	912	68,4%	17 072	51,7%	31 000	1 426	20,1%
2 personnes	2 400	66,6%	21 385	46,3%	49 600	1 736	21,2%
3 personnes	966	69,4%	25 413	40,9%	60 588	2 060	22,2%
4 personnes	983	67,8%	27 812	38,2%	72 258	2 240	22,7%
5 personnes +	518	65,8%	28 973	36,1%	64 833	2 334	23,0%
Total	5 825	67,5%	23 120	43,2%	52 167	1 878	21,7%

Locataires TAÉ Taille ménage	Nombre locataires	% TAÉ	Cons. kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
1 personne	1 024	84,2%	9 589	74,9%	20 897	815	15,7%
2 personnes	898	84,3%	13 019	65,9%	31 353	1 066	17,7%
3 personnes	321	80,4%	15 692	58,9%	30 667	1 288	19,0%
4 personnes	187	74,3%	17 683	52,9%	36 225	1 449	20,0%
5 personnes +	109	67,9%	20 393	47,2%	27 516	1 706	21,0%
Total	2 551	82,3%	12 485	65,4%	27 289	1 037	17,6%

Propriétaires non TAÉ Taille ménage	Nombre proprio	% non TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
1 personne	912	31,6%	9 943	73,3%	26 724	775	16,0%
2 personnes	2 400	33,3%	14 668	62,4%	39 286	1 100	18,4%
3 personnes	966	30,6%	16 857	56,1%	50 960	1 274	19,5%
4 personnes	983	32,2%	19 075	53,1%	63 682	1 401	20,1%
5 personnes +	518	34,2%	21 645	47,5%	59 370	1 603	21,1%
Total	5 825	32,5%	15 623	58,6%	43 407	1 172	19,0%

Locataires non TAÉ Taille ménage	Nombre locataires	% non TAÉ	Cons. kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
1 personne	1 024	15,8%	4 937	86,3%	18 440	461	12,5%
2 personnes	898	15,7%	7 941	77,4%	27 708	665	14,9%
3 personnes	321	19,9%	11 650	65,9%	33 107	927	17,4%
4 personnes	187	25,7%	13 346	61,9%	38 038	989	18,2%
5 personnes +	109	32,1%	13 600	64,3%	35 967	1 079	18,0%
Total	2 551	17,7%	8 390	72,8%	26 731	695	15,6%

Nous voyons du précédent tableau que la consommation d'électricité est proportionnelle à la taille du ménage, de même que les propriétaires consomment plus que les locataires, et aussi ceux qui sont TAÉ (Tout à l'électricité) par rapport à ceux qui utilisent un autre mode de chauffage de l'espace (non TAÉ incluant la bi-énergie). La dernière colonne du tableau fournit la hausse de facture d'électricité au tarif D, entre 2003 et 2012, tenant compte de la consommation en 1^e et deuxième tranche. Le % de hausse croît avec la taille du ménage. Aux prochains tableaux nous nous concentrons sur les ménages TAÉ, selon la taille et le niveau de revenu : le % de hausse varie très peu selon le revenu pour une taille donnée

Selon la taille et le revenu du ménage

Proprio TAÉ : 1 personne Taille ménage	Nombre proprio	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Elec. \$	% hausse 2003-2012
Moins 20 000\$	148	61,5%	15 839	55,7%	31 000	1 426	19,4%
20 à 29 999\$	113	60,2%	16 985	58,3%	49 600	1 736	19,2%
30 à 39 999\$	100	62,0%	18 076	57,4%	60 588	2 060	19,5%
40 à 59 999\$	157	74,5%	16 185	65,7%	72 258	2 240	18,2%
60 000\$ et +	127	77,2%	18 311	57,2%	64 833	2 334	19,5%
Total	912	68,5%	16 984	59,3%	54 732	1 987	19,1%

Proprio TAÉ : 2 personnes Taille ménage	Nombre proprio	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Elec. \$	% hausse 2003-2012
Moins 20 000\$	108	51,9%	17 400	53,0%	13 569	1 384	19,9%
20 à 29 999\$	198	59,1%	19 641	50,2%	25 000	1 575	20,5%
30 à 39 999\$	225	63,1%	19 713	49,5%	34 674	1 595	20,6%
40 à 59 999\$	384	65,1%	20 125	48,6%	50 594	1 619	20,8%
60 à 79 999\$	288	74,7%	21 553	45,8%	69 880	1 747	21,3%
80 à 99 999\$	181	70,2%	21 909	45,5%	89 500	1 790	21,3%
100 à 119 999\$	115	77,4%	23 851	43,1%	107 667	1 938	21,8%
120 000\$ et +	165	77,0%	25 211	40,3%	123 176	2 094	22,2%
Total	2 400	66,6%	21 232	46,1%	49 232	1 723	21,2%

Proprio TAÉ : 3 personnes Taille ménage	Nombre proprio	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Elec. \$	% hausse 2003-2012
Moins 30 000\$	74	55,4%	23 347	44,3%	19 449	1 906	21,6%
30 à 39 999\$	60	53,3%	23 535	44,1%	34 873	1 918	21,6%
40 à 59 999\$	137	65,0%	24 335	42,6%	50 359	1 964	21,9%
60 à 79 999\$	123	67,5%	24 092	42,7%	68 964	1 931	21,9%
80 à 99 999\$	115	72,2%	24 948	42,1%	88 478	2 035	22,0%
100 à 119 999\$	88	78,4%	26 978	39,2%	108 000	2 160	22,5%
120 000\$ et +	116	71,6%	27 934	37,4%	118 579	2 253	22,8%
Total	965	69,3%	25 264	41,2%	59 586	2 041	22,1%

Proprio TAÉ : 4 personnes Taille ménage	Nombre proprio	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Elec. \$	% hausse 2003-2012
Moins 40 000\$	69	55,1%	27 755	37,4%	24 978	2 273	22,8%
40 à 59 999\$	128	59,4%	26 287	39,7%	49 744	2 139	22,4%
60 à 79 999\$	144	68,1%	24 152	44,1%	71 111	1 920	21,7%
80 à 99 999\$	143	70,6%	25 782	41,2%	89 957	2 069	22,2%
100 à 119 999\$	116	75,0%	29 529	36,3%	107 909	2 374	23,0%
120 000\$ et +	171	75,4%	31 106	34,2%	118 619	2 491	23,3%
Total	983	67,9%	27 609	38,4%	71 942	2 219	22,6%

Proprio TAÉ : 5 personnes Taille ménage	Nombre proprio	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Elec. \$	% hausse 2003-2012
Moins 60 000\$	121	57,9%	29 537	35,7%	35 851	2 402	23,0%
60 à 99 999\$	144	63,9%	28 683	37,1%	77 200	2 316	22,8%
100 000\$ et +	138	72,5%	30 022	34,6%	114 143	2 397	23,2%
Total	520	65,8%	29 422	35,8%	65 017	2 370	23,0%

Locataires TAÉ : 1 person. Taille ménage	Nombre locataires	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
Moins 10 000\$	83	81,9%	9 671	73,6%	9 963	817	15,9%
10 à 19 999\$	232	85,3%	9 310	75,8%	15 094	800	15,6%
20 à 29 999\$	184	89,7%	9 101	76,6%	25 000	775	15,4%
30 à 39 999\$	111	77,5%	10 533	71,8%	34 308	892	16,4%
40 à 59 999\$	114	89,5%	10 105	72,5%	50 471	858	16,2%
60 000\$ et +	51	82,4%	10 516	75,5%	77 000	847	15,9%
Total	1 023	84,4%	9 653	74,6%	21 143	819	15,8%

Locataires TAÉ : 2 person. Taille ménage	Nombre locataires	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
Moins 10 000\$	19	84,2%	13 443	64,6%	9 955	1 115	17,9%
10 à 19 999\$	109	84,4%	11 668	68,7%	14 894	983	17,0%
20 à 29 999\$	115	83,5%	13 423	66,1%	24 952	1 048	17,7%
30 à 39 999\$	116	87,1%	12 859	66,5%	35 267	1 058	17,5%
40 à 59 999\$	138	87,0%	12 633	67,2%	49 000	1 029	17,4%
60 à 79 999\$	73	83,6%	12 833	66,7%	70 533	1 058	17,5%
80 000\$ et +	95	80,0%	12 742	65,7%	96 273	1 059	17,6%
Total	898	84,2%	12 710	66,8%	30 434	1 040	17,5%

Locataires TAÉ : 3 person. Taille ménage	Nombre locataires	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
Moins 30 000\$	80	85,0%	15 167	59,8%	17 027	1 243	18,8%
30 à 59 999\$	103	75,7%	15 600	60,6%	43 483	1 261	18,7%
60 000\$ et +	63	77,8%	17 573	56,3%	79 833	1 437	19,5%
Total	321	80,1%	15 945	59,1%	31 240	1 299	19,0%

Locataires TAÉ : 4 person. Taille ménage	Nombre locataires	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
Moins 30 000\$	43	76,7%	13 830	59,4%	16 197	1 150	18,6%
30 à 59 999\$	55	67,3%	17 898	53,4%	45 594	1 459	20,0%
60 000\$ et +	51	76,5%	20 565	48,3%	83 800	1 676	20,9%
Total	187	74,9%	17 621	52,7%	36 521	1 443	20,0%

Locataires TAÉ : 5 person. Taille ménage	Nombre locataires	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
Moins 40 000\$	50	68,0%	19 660	49,0%	16 582	1 625	20,7%
40 000\$ et +	37	67,6%	21 270	45,3%	32 200	1 771	21,3%
Total	109	67,9%	20 562	46,5%	21 144	1 687	21,1%

Les données sur la dépense d'électricité des ménages nous permettent de dire que l'impact relatif des hausses tarifaires de 2004 à 2012, varient principalement en fonction de la taille du ménage et du type d'habitation occupée, mais assez peu en fonction du revenu du ménage. En annexe 1, nous présentons des données complémentaires en fonction de la taille du ménage et du seuil de faible revenu de Statistique Canada qui devrait servir de référence pour analyser les impacts des hausses tarifaires sur les MFR dans l'esprit de la LRÉ.

- Impacts des hausses tarifaires 2004 à 2012

Hausse facture d'électricité entre 2009 et 2010 sans prime de puissance avant taxes	Facture annuelle 2011	Facture annuelle 2012	Hausse 2011/2012	Hausse 2011/2012		Total consom.	% en 1e tranche
				annuelle	mensuelle		
Logement - moyenne	\$821	\$830	1,20%	9,87 \$	0,82 \$	11 590	80,7%
Non chauffés électricité	\$990	\$1 006	1,60%	15,79 \$	1,32 \$	12 413	58,2%
Moyenne clients du tarif D	\$1 263	\$1 285	1,71%	21,60 \$	1,80 \$	17 049	50,7%
Chauffant électricité	\$1 367	\$1 391	1,74%	23,82 \$	1,98 \$	19 324	48,4%
Maison récente TAÉ	\$1 906	\$1 942	1,90%	36,14 \$	3,01 \$	26 484	41,2%
Maison 1950/60 TAÉ	\$2 689	\$2 745	2,08%	55,95 \$	4,66 \$	36 910	29,6%
Très grande maison TAÉ	\$3 133	\$3 200	2,14%	67,17 \$	5,60 \$	42 818	25,5%
Maison imposanteTAÉ	\$4 636	\$4 742	2,27%	105,21 \$	8,77 \$	62 840	17,4%
Cas type bi-énergie	\$1 248	\$1 278	2,44%	30,39 \$	2,53 \$	22 517	17,4%

Impact des hausses tarifaires CAS TYPES SELON H.Q. Hausse de la facture d'électricité 2003-2010	Électricité consommée		Facture annuelle 2003	Facture annuelle 2012	Hausse 2003/2012		Total consom.	% en 1e tranche
	1e tranche kWh/an	2e tranche kWh/an			en \$	en %		
Logement- moyenne	9 350	2 240	\$719	\$830	\$111	15,4%	11 590	80,7%
Non chauffés électricité	7 200	6 037	\$844	\$1 006	\$162	19,1%	13 237	54,4%
Moyenne clients du tarif D	8 650	8 637	\$1 068	\$1 285	\$217	20,3%	17 287	50,0%
Chauffant électricité	9 200	9 630	\$1 153	\$1 391	\$238	20,6%	18 830	48,9%
Maison récente TAÉ	10 910	15 574	\$1 589	\$1 942	\$353	22,2%	26 484	41,2%
Maison 1950/60 TAÉ	10 910	26 000	\$2 212	\$2 745	\$533	24,1%	36 910	29,6%
Très grande maison TAÉ	10 910	31 908	\$2 564	\$3 200	\$635	24,8%	42 818	25,5%
Maison imposanteTAÉ	10 910	51 930	\$3 760	\$4 742	\$982	26,1%	62 840	17,4%
Cas type bi-énergie	21 579	938	\$1 037	\$1 278	\$242	23,3%	22 517	95,8%

Les deux derniers tableaux montrent que le niveau de consommation et la facture d'électricité augmentent avec la taille du logement, de même pour le pourcentage de hausse de la facture.

Le prochain tableau tiré du document chiffrer d'HQD portant sur la bi-énergie indiquent que les hausses cumulées de 2014 à 2018 dépasseront le 35%, avec la hausse du tarif patrimonial, et seraient même plus fortes pour la bi-énergie (la part du coût du patrimonial dans le tarif bi-énergie étant plus importante). Nous avons l'an passé critiqué le fait que la neutralité du tarif DT n'était pas respecté, dans la présente cause ce principe est respecté, par contre HQD poursuit sa stratégie tarifaire de hausser plus rapidement le prix de pointe du DT ou le prix de la 2^e tranche d'énergie du D, ce qui selon nous ne respecte pas le fait que l'électricité patrimoniale dessert autant les besoins de base que les besoins de chauffage des ménages québécois et donc les prix de la 1^e et 2^e tranche devraient être ajustés de manière plus équilibrée. À noter que dans le tableau ci-bas la hausse en 2012 serait plutôt de l'ordre de 2,5% en moyenne au tarif D, au lieu de 1,7%.

Hausse tarifaires à venir : 2012 à 13 et 2014 à 2018 avec la hausse du tarif patrimonial

Hausse des factures et tarifs 2014/2018	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Hausse 2012/13	Hausse 2014/18
Facture électricité TAÉ central	2 113 \$	2 170 \$	2 305 \$	2 449 \$	2 601 \$	2 762 \$	2 933 \$	2,7%	35,2%
Facture électricité TAÉ + clim + chauffe piscine	2 536 \$	2 607 \$	2 778 \$	2 960 \$	3 153 \$	3 357 \$	3 574 \$	2,8%	37,1%
Facture électricité Bi-énergie	1 470 \$	1 485 \$	1 582 \$	1 705 \$	1 837 \$	1 978 \$	2 128 \$	1,0%	43,3%
Facture électricité Bi-énergie+ clim. + piscine	1 708 \$	1 722 \$	1 837 \$	1 986 \$	2 147 \$	2 317 \$	2 498 \$	0,9%	45,0%
Gain bi-énergie p/r chauffage élect. central	161,67	234,21	256,43	261,56	266,79	272,13	277,57	44,9%	18,5%
Tarif D première tranche €/kWh	5,45	5,55	5,77	6,01	6,25	6,49	6,75	1,8%	21,7%
Tarif D deuxième tranche €/kWh	7,70	7,97	8,63	9,33	10,07	10,87	11,72	3,6%	46,9%
Tarif DT hors pointe €/kWh	4,30	4,30	4,63	5,10	5,60	6,14	6,71	0,0%	56,1%
Tarif DT pointe €/kWh	21,56	22,97	24,27	24,96	25,62	26,31	27,01	6,5%	17,6%

HQD-14 doc. 4, Rép. 15 à l'AQCIE/CIFQ

Croissance des coûts				Revenus additionnels requis				Interfinancement	
Revenus requis	Croissance	Ventes		Croissance des coûts	Provision réglementaire	Ajustements	Total	Hausse tarifaire	Avant hausse
2011 (€/kWh)	2012 (€/kWh)	2011-12 (€/kWh)	2012 (GWh)	2012 (M\$)	2010-11 (M\$)	2012 (M\$)	(M\$)	2012 (%)	2012 (%)
a	b	c = b - a	d	e = c * d	f	g	h = e + f + g	i	j
Domestique	8,66	8,92	0,16	64 312	103,18	(12,73)	(4,07)	1,86	83,32
Petite puissance	7,82	7,97	0,15	12 890	18,89	(3,09)	(1,06)	1,22	119,54
Moyenne puissance	5,40	5,60	0,20	28 920	56,77	(3,88)	(1,63)	2,45	131,33
Grande puissance	4,04	4,09	0,05	37 713	17,34	(3,42)	(1,53)	0,71	115,46
Total	6,71	6,85	0,14	143 835	196,18	(23,13)	(8,46)	1,70	100,00

La méthodologie utilisée par HQD pour calculer les hausses différenciées, par catégorie tarifaire, devrait faire l'objet d'une évaluation plus approfondie par la Régie et les intervenants, considérant que de telles hausses différenciées pourront s'appliquer à partir de 2013/2014, alors que les hausses du tarif patrimonial commenceront à s'appliquer.

6) Recalibrage du tarif DT et stratégies tarifaire et commerciale.

HQD a recalibré le tarif DT en fonction des données climatiques plus récentes du groupe Ouranos, les besoins de chauffage étant réduits du fait du réchauffement climatique.

Ouranos 1995-2010			TOTAL
Chauffage	10 068	2 593	12 661
Base	11 511	938	12 449
Total	21 579	3 531	25 110
Ouranos 1963-1991			
Chauffage	10 872	3 163	14 035
Base	11 238	1 211	12 449
Total	22 110	4 374	26 484
Litres Mazouth équivalent efficacité 75%			
2593 = kWh économisés par chauffage mazouth			
Prix litre mazout printemps 2011			1,01 \$
Prix mazout équivalent au prix pte			1,75 \$
Prix mazout équivalent prix hors pte			0,35 \$
1 litre mazout =			8,09 kWh

Les besoins de chauffage diminuent d'environ 1 374 kWh (baisse de 9,8% des besoins antérieurs de chauffe soit 14 035 kWh) avec la nouvelle normale climatique.

Impact du recalibrage sur la facture du client type et sur l'ensemble des clients DT

Impact recalibrage sur clients DT	Redevance/ jour	Tarif ¢/kWh hors pointe	Tarif ¢/kWh pointe	No. Jours	Consom. hors pointe	Consom. pointe
Tarif 2011	40,64	4,3	18,32	365	24172	938
Tarif 2012 recalibré avant hausse 1,7%	40,64	4,3	20,61	365	24172	938
Tarif 2012 avec hausse 1,7%	40,64	4,3	21,56	365	24172	938

Impact recalibrage sur clients DT	FACTURE annuelle moy.	No. Clients	Facture totale M\$	Hausse p/r à 2011	Différentiel
Tarif 2011	1 359,57 \$	125 666	170,85		
Tarif 2012 recalibré avant hausse 1,7%	1 381,05 \$	125 666	173,55	1,58%	
Tarif 2012 avec hausse 1,7%	1 389,96 \$	125 666	174,67	2,24%	0,65%

Le recalibrage crée un impact d'environ 1,58% sur la facture du client type DT, et une hausse d'environ 2,7 M\$ (21,48\$/an par client DT) pour les 125 666 clients du DT. Puis HQD recalibre le tarif pour intégrer la hausse au 1^{er} avril 2012, l'impact total est une hausse modérée de 2,24% (30,39\$ par client et 3,82 M\$ pour l'ensemble des clients DT).

Le client DT a intérêt à s'effacer en pointe, donc à chauffer au mazout, tant que le prix du mazout ne dépasse pas 1,75\$/litre (considérant une efficacité du système de chauffage au mazout de 75%). Le prix du mazout équivalent au prix du prix hors pointe du DT est de 35¢/litre, sous ce prix le client DT aurait intérêt à chauffer au mazout. Ce prix pouvait s'observer survenir dans les années 90.

Modifications de la structure du tarif DT en maintenant les revenus d'HQD

	Cas type bi-énergie	Bi-énergie+Clim+Piscine
Consommation pointe	938	938
Consommation hors pointe	21 579	26 379
Tarif pointe 2012	21,56	
Tarifs hors pointe 2012	4,30	
Revenu HQD pour énergie	1 130 \$	
Gain bi-énergie	161,67	346,88

Hausse de ->	1%	2%	3%	4%	5%	10%
Tarif hors pte	4,343	4,386	4,429	4,472	4,515	4,73
Tarif pointe en décollant	20,57	19,58	18,59	17,60	16,61	11,67
Impact sur Gain bi-énergie 2012 de Bi-énergie+Clim+Piscine	-2,064	-4,128	-6,192	-8,256	-10,32	-20,64

Hausse de ->	1%	2%	3%	4%	5%	10%
Tarif pte	21,78	21,99	22,21	22,42	22,64	23,72
Tarif hors pointe en décollant	4,29	4,28	4,27	4,26	4,25	4,21
Impact sur Gain bi-énergie 2012 de Bi-énergie+Clim+Piscine	0,45	0,90	1,35	1,80	2,25	4,50

Ajustement facture bi-énergie pour garder avantage 2012 de bi-énergie à	161,67 \$				
Si Prix mazout passe en 2012 à	1,25 \$	1,50 \$	2,00 \$	0,75 \$	0,50 \$
Ajustement facture	(78,00 \$)	(158,09 \$)	(318,28 \$)	82,19 \$	162,28 \$
Baisse de facture de	-5,30%	-10,75%	-21,65%	5,59%	11,04%

Il est possible de recalibrer le tarif DT en gardant constante la facture du cas type : on observe qu'en haussant le tarif hors pointe, et diminuant proportionnellement le tarif de pointe, le gain d'un client DT, climatisant et chauffant une piscine, s'en trouve à diminuer, car le client climatisant et chauffant une piscine consomme plus d'électricité en période hors-pointe, que le client type, tout en consommant la même quantité en période de pointe. Inversement en augmentant le tarif de pointe, on augmente le gain (donc diminue la facture) du client DT, climatisant et chauffant une piscine.

Si le prix du mazout augmentait, le gain de rester au tarif DT s'en trouverait diminué, même si l'incitatif de s'effacer en pointe demeure (tant que le prix du litre de mazout ne dépasse pas 1,75\$/litre). Le gain pour le client DT type (relativement à un client TAÉ avec chauffage central) serait complètement annulé en 2012, pour un prix du mazout d'environ 1,45\$/litre.

Si HQD voulait maintenir le gain du tarif DT constant, elle devrait baisser la facture du client DT en réduisant le tarif de pointe ou celui de pointe (tel que proposé en HQD-14 doc. 3, rép. 64) et ce tant que c'est rentable pour HQD de le faire, de manière à réduire la facture d'électricité du même montant que la dépense au mazout augmente (voir tableau précédent au bas. Voir aussi rép. D'HQD à la DDR no. 27.2 du RNCREQ).

La décision de réinvestir dans une fournaise bi-énergie en fin de vie utile (de 25 à 35 ans en moyenne) dépend du coût du système de chauffage (et fort possiblement du réservoir de mazout), de la durée de vie du nouvel équipement, de l'évolution du prix du mazout et de l'électricité et des économies annuelles réalisées. Si le prix du mazout

demeurait, en dollar constant de 2012, à 1,01\$/litre, la bi-énergie pourrait s'avérer un choix optimal, relativement à un chauffage à plinthe électrique, à condition que la durée de vie de l'équipement bi-énergie soit d'au moins 35 ans. Par contre si les prix du mazout monte à 1,25 ou 1,5\$ le litre, l'intérêt de renouveler sa fournaise bi-énergie tombe. De même les ménages chauffant au mazout n'ont pas d'intérêt à rester au mazout au prix de 1,00\$/litre. Donc la stratégie commerciale d'HQD (voir HQD-14 doc. 1.1 rép. 51.1 à 51.4) devra tenir compte de ces éléments décisionnels si elle souhaite maintenir le parc de bi-énergie et éviter que les ménages chauffant au mazout ne passent au tout électrique, ce qui aura des impacts à la hausse sur le revenu requis d'HQD au détriment de l'ensemble des clientèles.

HQD propose (HQD-2 doc. 2, p. 32) d'utiliser la normale climatique Ouranos définie en 2007 aux fins de la prévision de la demande (données climatiques de 1971 à 2006) et ajustée à 2012 en tenant compte des données climatiques plus récentes. On se questionne à savoir s'il y a une normale climatique plus récente élaborée par Ouranos et qui correspondrait mieux à la réalité climatique actuelle.

7) Réseaux autonomes

HQD a mis à jour ses informations concernant les réseaux autonomes dans le document HQD-13 doc. 1. Elle a notamment soumis des coûts d'exploitation par réseau autonome, à partir de ses chiffres comptables. Bien qu'intéressante cette approche exclut toutefois certains coûts et donc ne présente pas la pleine vérité des coûts. Nous privilégions plutôt nous référer aux chiffres sur les coûts de service présentés dans le document sur la répartition des coûts. Ces données nous indiquent que le coût unitaire des réseaux autonomes a augmenté de 2005 à 2012, contrairement aux données d'HQD qui indiquent que le coût unitaire a diminué de 2005 à 2010 mais moins rapidement que pour le réseau intégré,

Cela permet aussi de comparer l'évolution des coûts du réseau intégré, à l'évolution de l'ensemble des réseaux autonomes. Il demeure toutefois compliqué de juger de l'évolution de la demande et des coûts des réseaux autonomes considérant que de nouveaux réseaux autonomes peuvent s'ajouter (Schefferville) ou se retirer du groupe. Par exemple si les coûts unitaires des réseaux entrants sont plus faibles que les coûts des autres réseaux autonomes, cela donnera la fausse impression première que les coûts des réseaux autonomes sont en décroissance. Les données fournies en lien avec la répartition des coûts permettent de juger de l'évolution de certaines composantes de coûts, dont le coût des combustibles.

HQP-13 doc. 1, page 11		Évolution du coût directement lié à l'exploitation		
Dépenses en M\$	2005	2010	Hausse 2010/2005	Hausse/an 2010/2005
Achats combustibles	33,913	54,615	61,0%	10,00%
Charges exploitation	28,569	37,02	29,6%	5,32%
Amortissement/intérêts	57,859	44,122	-23,7%	-5,28%
Autres	15,385	20,303	32,0%	5,70%
Coût total lié exploitation	135,726	156,06	15,0%	2,83%
Revenu en M\$	23,747	30,126	26,9%	4,87%
Coût moyen ¢/kWh	43,1	43	-0,2%	-0,05%
Déficit en M\$	111,979	125,934	12,5%	2,38%
Coûts excluent rendement sur avoir propre, amortissement actifs incorporels et charges des unités support spécifiques et CFR				

Rép. 3.6 au ROEE « Les investissements requis pour l'éolien en réseaux autonomes comptent pour 32 M\$, de 2012 à 2016. Ces investissements sont intégrés à la catégorie amélioration de la qualité. »

Nous considérons que les efforts entrepris par HQD pour réduire les coûts et les émissions de GES des réseaux autonomes sont utiles (voir rép. Aux DDR du RNCREQ no. 6.1), mais nettement insuffisants considérant l'ampleur du déficit des réseaux autonomes et le coût unitaire de production d'électricité et de service global.

HQD doit se mettre à vitesse grand V, pour modifier le cours des choses en commençant par investir de manière plus agressive dans des programmes d'économie efficaces qui touchent l'enveloppe thermique (en collaborant proactivement avec le gouvernement québécois) et les systèmes de chauffage plus efficace, et dans l'implantation de sources de production d'énergie moins polluantes et moins coûteuses à long terme.

Évolution coût service Réseaux autonomes vs réseau intégré				Hausse	Hausse/an	Hausse	Hausse/an	Hausse
Réseaux automes en M\$	2005	2010	2012	2010/2005	2010/2005	2012/2005	2012/2005	2012/2010
Coût prestation production	112,8	160,4	164	42,2%	7,29%	45,4%	5,5%	2,2%
dont achat combustible	30,6	76,6	76,5	150,3%	20,14%	150,0%	14,0%	-0,1%
dont amortissement	31,3	20	21,1	-36,1%	-8,57%	-32,6%	-5,5%	5,5%
Récup. Coûts/fact. Interne CFR		-2,9	-2					
			-5,2					
Coût production net	112,8	157,5	158,8	39,6%	6,90%	40,8%	5,0%	0,8%
Coût transport	6,5	5,3	6,1	-18,5%	-4,00%	-6,2%	-0,9%	15,1%
dont amortissement	4,4	3,7	4,8	-15,9%	-3,41%	9,1%	1,3%	29,7%
Coût distribution	5,9	9,6	9,1	62,7%	10,23%	54,2%	6,4%	-5,2%
dont amortissement	1	2,6	3,9	160,0%	21,06%	290,0%	21,5%	50,0%
Coût SALC	3,8	4,6	3,9	21,1%	3,90%	2,6%	0,4%	-15,2%
Coût prestation totale	129	177	183,1	37,2%	6,53%	41,9%	5,1%	3,4%
Base tarifaire prod.	329,6	349,5	366,2	6,0%	1,18%	11,1%	1,5%	4,8%
Base tarifaire transport	129,2	98,6	93,2	-23,7%	-5,26%	-27,9%	-4,6%	-5,5%
Base tarifaire distribution	25,6	47,8	53,4	86,7%	13,30%	108,6%	11,1%	11,7%
Base tarifaire SALC	1,6	2,8	3	75,0%	11,84%	87,5%	9,4%	7,1%
Base tarifaire totale	486	498,7	515,8	2,6%	0,52%	6,1%	0,9%	3,4%
Taux rendement sur base	8,40%	7,54%	7,24%	-10,2%	-2,14%	-13,8%	-2,1%	-4,0%
Taux coût dette	8,24%	7,38%	7,03%	-10,4%	-2,18%	-14,7%	-2,2%	-4,7%
Taux rend. avoir propre	8,71%	7,85%	7,64%	-9,9%	-2,06%	-12,3%	-1,9%	-2,7%
Rendement base tarifaire	40,8	37,6	37,3	-7,9%	-1,63%	-8,5%	-1,3%	-0,7%
Coût total de service M\$	169,8	214,6	220,4	26,4%	4,79%	29,8%	3,8%	2,7%
Ventes en GWh	307	369	375	20,2%	3,75%	22,1%	2,9%	1,6%
Coût unitaire en €/kWh	55,3	58,2	58,8	5,1%	1,01%	6,3%	0,9%	1,1%
Revenu des ventes	22,9	30,2	30,6	31,9%	5,69%	33,8%	4,3%	1,5%
Déficit	147,0	184,4	189,8	25,5%	4,65%	29,2%	3,7%	2,9%
Amortissement/Intérêt	62,7	50,2	53,4	-19,9%	-4,35%	-14,9%	-2,3%	6,3%
Coût total - rend. Propre	155,0	200,9	206,7	29,6%	5,32%	33,3%	4,2%	2,9%
Réseau intégré								
Coût prestation M\$	8 401	9 203	9 805	9,5%	1,84%	16,7%	2,2%	6,5%
Base tarification M\$	7 987	9 596	10 157	20,1%	3,74%	27,2%	3,5%	5,8%
Rendement base M\$	671	724	735	7,8%	1,52%	9,6%	1,3%	1,6%
Coût service total M\$	9 072	9 927	10 540	9,4%	1,82%	16,2%	2,2%	6,2%
Ventes en GWh	168 984	165 884	171 001	-1,8%	-0,37%	1,2%	0,2%	3,1%
Coût unitaire en €/kWh	5,37	5,98	6,16	11,5%	2,19%	14,8%	2,0%	3,0%

Source doc. sur la prévision des ventes des causes tarifaires respectives et sur la répartition des coûts

En HQD-14 doc. 1.1, HQD considère que la surcapacité des équipements de production des réseaux autonomes constitue en fait une réserve requise. Il demeure que des réseaux disposent d'excédent de capacité significatif et il faudrait considérer dans le futur le développement de la capacité de production selon une approche plus souple et économique. Il appert que la permanentisation des groupes diesel de secours de Scherfferville n'a pas été jugé essentiel par la Régie (voir DDR no. 11 du RNCREQ). HQD devrait prouver que le subventionnement des chaudières de secours au mazout ne constitueraient pas une solution plus économique que d'implanter un nouveau groupe diesel à Scherfferville.

Richard Dagenais, pour l'ACEF de Québec, 14/11/2011

Données de consommation d'électricité selon la taille du ménage et le SFR, H.Q. (2010)

Le nombre total de ménages proprio ou locataires inclut les non répondants							
Selon le SFR (Seuil de Faible revenu avant Impôt) de Statistique Canada ((excluant les non répondants)							
Propriétaires TAÉ sous SFR Taille ménage	Nombre proprio	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
1 personne (SFR = 20 000\$)	148	61,5%	15 839	53,8%	13 989	1 315	19,6%
2 personnes (SFR = 30 000\$)	2 400	56,5%	18 794	51,3%	20 173	1 513	20,3%
3 personnes (SFR = 30 000\$)	966	54,7%	23 347	44,3%	19 449	1 906	21,6%
4 personnes (SFR = 40 000\$)	983	55,1%	27 755	37,4%	24 978	2 273	22,8%
5 personnes + (SFR = 60 000\$)	518	58,3%	29 537	35,7%	35 851	2 402	23,0%
Total	5 825	57,5%	21 240	45,6%	21 192	1 729	21,3%

Propriétaires TAÉ au-dessus SFR Taille ménage	Nombre proprio	% TAÉ	Cons. Tot. tale kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
1 personne (SFR = 20 000\$)	497	69,4%	17 285	52,1%	43 697	1 442	20,0%
2 personnes (SFR = 30 000\$)	2 400	70,0%	21 652	45,8%	62 857	1 760	21,3%
3 personnes (SFR = 30 000\$)	966	68,9%	25 441	41,0%	73 321	2 053	22,2%
4 personnes (SFR = 40 000\$)	983	70,0%	27 598	38,5%	85 192	2 215	22,6%
5 personnes + (SFR = 60 000\$)	518	68,3%	29 380	35,8%	94 320	2 358	23,0%
Total	5 825	69,6%	23 539	42,8%	67 969	1 908	21,8%

Locataires TAÉ sous SFR Taille ménage	Nombre locataires	% TAÉ	Cons. kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
1 personne (SFR = 20 000\$)	315	84,1%	9 403	75,2%	13 180	804	15,7%
2 personnes (SFR = 30 000\$)	2 400	83,6%	12 634	67,1%	17 655	1 024	17,4%
3 personnes (SFR = 30 000\$)	966	85,0%	15 167	59,8%	17 027	1 243	18,8%
4 personnes (SFR = 40 000\$)	983	72,4%	14 055	60,1%	18 516	1 185	18,6%
5 personnes + (SFR = 60 000\$)	518	68,1%	20 625	46,6%	23 889	1 720	21,1%
Total	5 825	81,7%	12 237	65,6%	16 322	1 018	17,5%

Locataires TAÉ au-dessus SFR Taille ménage	Nombre locataires	% TAÉ	Cons. kWh	% en 1e tranche	Revenu moyen \$	Dépense moy. Élec. \$	% hausse 2003-2012
1 personne (SFR = 20 000\$)	461	85,9%	9 822	74,3%	34 583	830	15,9%
2 personnes (SFR = 30 000\$)	2 400	85,1%	12 794	66,4%	52 450	1 049	17,6%
3 personnes (SFR = 30 000\$)	966	76,0%	16 366	58,8%	53 200	1 330	19,1%
4 personnes (SFR = 40 000\$)	983	72,5%	19 911	49,4%	56 500	1 469	20,7%
5 personnes + (SFR = 60 000\$)	518	63,2%	19 309	50,3%	74 476	1 564	20,5%
Total	5 825	82,8%	12 611	65,5%	45 352	1 031	17,6%