



ACEF de Québec
570 rue du Roi
Québec, G1K 2X2
Tél. : (418) 522-1568
Fax : (418) 522-7023
acefque@mediom.qc.ca

Mémoire de Preuve
de l'ACEF de Québec
portant sur
la cause tarifaire 2007-2008
d'H.Q. Distribution
(R-3610-2006)

31/10/2006

Plan du mémoire

Introduction	4
I) Évolution des coûts et de la rentabilité d'H.Q. intégrée et d'HQD.....	5
Analyse critique de l'évolution des coûts de service d'HQD.....	7
II) Allocation des coûts et protection de l'interfinancement.....	22
a) L'allocation des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux	22
b) Allocation du coût de transport entre les clientèles de la charge locale.....	29
c) Mesure et protection de l'interfinancement.....	31
III) Le PGEÉ et les ménages à faible revenu.....	34
IV) Hausse tarifaire, stratégie tarifaire, compétitivité des tarifs d'électricité et impact pour les consommateurs :.....	38
a) Hausse proposée et ajustement des composantes structurales.....	38
b) La stratégie tarifaire d'HQD.....	44
c) Compétitivité des tarifs d'électricité d'H.Q.	45
d) Impact de la hausse tarifaire pour les consommateurs.....	47
- Conclusion et principales recommandations.....	52
Annexe 1 Éléments des rapports annuels d'H.Q. et prévisions 2005-2006.....	54
Annexe 2 : Description des clientèles tarifaires d'H.Q. (HQD-1 doc. 2 et 3)....	55
Annexe 3 Données comparées sur la production/consommation d'énergie.....	56

Liste des tableaux :

T. 1) Données sur les divisions d'H.Q. (R.A. H.Q. 2004-2005 et trimestriel 2006-II).....	5
T. 2) Évolution base tarifaire, revenu requis et revenus tarifaires, M\$, 2001-2007.....	6
T.3) ÉCARTS DE SALAIRES ET DE RÉMUNÉRATION GLOBALE AU QUÉBEC.....	10
T. 4) Comparaison des prévisions et réalisations de taux de dette.....	13
T. 5) Répartition du revenu requis total 2006 entre facteurs et clientèles.....	22
T.6 Données sur les 2 contrats avec HQP.....	26
T. 7) Comparaison des deux méthodes d'allocation des coûts postpatrimoniaux	24
T.8 Évolution du coût moyen d'appro. postpatri. : Domestique vs Grande puissance.....	27
T.9) Options d'ajustement des composantes tarifaires.....	29
T.10) Comparaison des tarifs d'électricité et des structures tarifaires.....	46
T. 11) Quantité d'énergie requise pour un confort minimal.....	50
T.12) Comparaison de deux scénarios d'ajustement de la grille tarifaire (tarif D).....	51
T.13) Impact des hausses et modifications de structure sur les ménages faible revenu....	52
T. 14) Consommation annuelle moyenne et impact des hausses tarifaires, clients types... 52	
T.13) Consommation annuelle moyenne et impact des hausses tarifaires, clients types....	50

Liste des graphiques

Part du revenu alloué à la dépense électrique, 2002, H.Q.....	49
---	----

Introduction :

Des enjeux importants sont traités dans la présente cause, soient les questions entourant la répartition des coûts de transport et d'approvisionnements patrimoniaux, le plan global en efficacité énergétique, les mesures d'aides aux ménages à faible revenu, le maintien de l'interfinancement en faveur des consommateurs résidentiels, la stratégie tarifaire d'HQD de 2007 à 2010, etc..

Nous traiterons en profondeur de ces questions mais en abordant d'abord les questions liées au revenu requis d'HQD et au coût de service électrique dans l'intérêt des consommateurs et consommatrices du Québec.

Nous espérons que la Régie de l'énergie saura poser des choix équilibrés en la matière afin de protéger adéquatement les consommateurs d'électricité au Québec et jeter les bases d'une réglementation du secteur électrique au service de la population du Québec.

I) Évolution des coûts et de la rentabilité d'H.Q. intégrée et d'HQD

a) Évolution récente d'HQD et d'H.Q.

T. 1) Données sur les divisions d'H.Q. (R.A. H.Q. 2005 et trimestriel 2006-II)

2004	Distribution	Transport	Production	Autres	Total
Ventes externes	8 987	18	1 293	101	10 399
Ventes intersectorielles	55	2 529	4 607	2 850	10 041
Amorti./déclassement	447	587	723	113	1 870
Frais financiers	345	679	1 016	71	2 111
Autres coûts	7 963	872	2 500	2 689	3 983
Bénéfice net	287	409	1 661	78	2 435
Investissements	607	596	2 170	65	3 438
Immo. nettes	7 983	15 201	25 632	2 609	51 425
Actif total	10 279	16 056	26 469	5 314	58 118
Employés à exploitation	7 388	3 206	3 339	5 867	19 800
Taux de rendement *	10,33%	9,42%	23,22%	5,43%	15,50%
2005	Distribution	Transport	Production	Autres	Total
Ventes externes	9 181	28	1 708	-27	10 890
Ventes intersectorielles	55	2 550	4 532	2 974	10 111
Amorti./déclassement	489	575	880	96	2 040
Frais financiers	384	727	1 050	53	2 214
Autres coûts	8 133	907	2 437	3 018	4 384
Bénéfice net	230	369	1 873	-220	2 252
Investissements	653	805	1 788	64	3 310
Immo. nettes	8 152	15 343	26 557	536	50 588
Actif total	10 556	16 329	27 482	6 065	60 432
Employés à exploitation					
Taux de rendement	7,83%	8,13%	24,51%	-13,04%	13,40%
Taux rendement=Bénéfice net division/(Avoir propre H.Q. part d'Immo. nettes de division)					
6 premiers mois					
2006 Produits externes	4 849	16	911	32	5 808
2006 Bénéfices nets	-48	427	1 341	851	2 571
2005 Produits externes	4 776	10	791	-2	5 575
2005 Bénéfices nets	187	199	1 107	-37	1 456

La hausse du profit d'HQT pour les 6ers mois de 2006 résulte de la constatation au second trimestre de 2006 de la hausse du revenu requis de 2005 (170 M\$) et du 1er semestre de 2006 (85 M\$), ce qui amène un accroissement des charges d'HQD (255M\$) et explique sa perte de 46 M\$. Les produits des ventes d'électricité d'HQD au 1er semestre 2006, malgré la réduction de consommation de 0,5 TWh entre les deux premiers semestres 2005 et 2006, ont augmenté (67 M\$ (1,4%)) grâce aux hausses tarifaires d' avril 2005 et 2006. Les frais financiers sont en baisse pour HQD (9 M\$ pour le 1er trimestre 2006) et HQT (17 M\$).

Les profits nets des activités poursuivies d'H.Q. sont en croissance de 2004 à 2005 et entre les deux premiers semestres 2005 et 2006 (272 M\$ en excluant les profits de la vente des actifs dont ceux de Transalec au Chili, 806 M\$). Le plan stratégique 2006-2010 (p. 46) prévoit un maintien des bénéfices nets à 2500 M\$ (2007 à 2010) après redevances hydrauliques.

b) Évolution des coûts et du revenu requis d'HQD

T 2) Évolution de la base tarifaire, du revenu requis et des revenus tarifaires, M\$, 2001-2007

Exercice terminé le 31 décembre	Historique 2001	Historique 2005	Base 2006	Témoin 2007	% d'augmentation 2007/2001	% d'augmentation 2007/2006
COÛTS DISTRIBUTION/SALC	2 189,1	2 370,4	2 582,1	2 760,7	26,11%	6,92%
CHARGES EXPLOITATION nettes	842,5	1 086,5	1 162,6	1 235,8	46,68%	6,30%
Charges brutes directes	794,2	1 000,9	1 086,9	1 149,2	44,70%	5,73%
Masse salariale distributeur	508,5	698	763,4	784,2	54,22%	2,72%
Autres charges directes	285,7	302,9	323,5	365,2	27,83%	12,89%
Charges de services partagés	398,5	374,3	380,2	391	-1,88%	2,84%
Frais corporatifs	35,8	34,1	37,2	39,5	10,34%	6,18%
Coûts capitalisés	-386	-322,8	-341,7	-344,1	-10,85%	0,70%
AUTRES CHARGES	547,4	648,9	719,9	770,6	40,77%	7,04%
Achats de combustible	25,6	55,3	66	69,1	169,92%	4,70%
Taxes	98,7	104,6	96,4	98,2	-0,51%	1,87%
Amortissement/déclassement	423,1	489	557,5	603,3	42,59%	8,22%
RENDEMENT BASE TARIFAIRE	799,2	635	699,6	754,3	-5,62%	7,82%
Coût de la dette	529,1	421,9	453,4	485,0	-8,33%	6,97%
Rendement sur avoir propre	268,7	222,1	246,2	269,3	0,21%	9,38%
Achats d'électricité	4 099,3	4 705,5	5 129,6	4 971,1	21,27%	-3,09%
Service de transport	2 313,0	2 313,0	2 313,0	2 483,0	7,35%	7,35%
COÛTS DISTRIBUTION/SALC	2 189,1	2 370,4	2 582,1	2 760,7	26,11%	6,92%
REVENUS REQUIS	8 601,4	9 388,9	10 024,7	10 214,8	18,76%	1,90%
IPC P.Q.	113,2	123,5	125,4	127,9	12,95%	2,00%
Revenus totaux-tarifs actuels	7 796,6	9 165,7	9 641,9	9 947,4	27,59%	3,17%
Écart	804,8	223,2	382,8	267,4	-66,77%	-30,1%
Écart en %	10,3%	2,44%	3,97%	2,69%	-73,96%	-32,3%
Ventes en TWh	152,21	169,18	169,85	173,89	14,24%	2,38%
Revenu requis moyen ¢/kWh	5,65	5,55	5,90	5,87	3,95%	-0,47%
Revenu tarifaire moyen ¢/kWh	5,12	5,42	5,68	5,72	11,68%	0,77%
Dépenses selon la fonctionnalité en % du revenu requis						
Achats énergie	47,7%	50,1%	51,2%	48,7%	2,1%	-4,9%
Coût transport	26,9%	24,6%	23,1%	24,3%	-9,6%	5,4%
Coût distri./Services client.	25,5%	25,2%	25,8%	27,0%	6,2%	4,9%
Dépenses en % du coût distri./serv. clientèle						
Masse salariale	23,2%	29,4%	29,6%	28,4%	22,3%	-3,9%
Coût capital Rendement/amortissement	55,8%	47,4%	48,7%	49,2%	-11,9%	1,0%
Services partagés/corporatifs	19,8%	17,2%	16,2%	15,6%	-21,4%	-3,5%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	8164	8447	8843,6	9445,8	15,70%	6,81%
Taux de rendement sur base tarifaire	9,790%	7,520%	7,890%	7,900%	-19,31%	0,13%
Taux moyen de la dette (méthode Régie)	9,970%	7,510%	7,960%	8,140%	-18,36%	2,26%
Taux rendement moyen avoir propre	9,405%	7,510%	7,960%	8,140%	-13,45%	2,26%
Achat net électricité patrimoniale	4046,9	4500,7	4561,1	4451,7	10,00%	-2,40%
Achat électricité non patrimoniale	52,4	236,2	386,5	665,4	1169,85%	72,16%

R-3610-06: HQD-6 doc. 1, HQD-1 doc. 1 et autres; Mémoires ACEF dans R-3579-05, R-3541-04 et R-3492-02 phase 2

Analyse critique de l'évolution des coûts de service d'HQD

a) Objectifs et critères : Il est important de contrôler l'évolution des coûts de services d'HQD, incluant les coûts d'achats d'électricité et de services de transport, si l'on veut limiter la croissance des tarifs et protéger le pouvoir d'achat des consommateurs. Nous jugeons ici de l'évolution de certaines composantes de coûts d'HQD en nous référant à l'inflation générale des prix au Québec (ce qui nous indique comment l'ensemble des prix des biens et services au Québec ont évolué et par référence si la hausse relative de certaines composantes de coûts nous apparaissent déraisonnables).

Il faut garder à l'esprit que la réglementation économique doit chercher à atteindre les éléments positifs des marchés concurrentiels pour les consommateurs (minimisation de coûts, abolition d'un profit économique pur etc.) et qu'il n'est pas question pour l'ACEF de Québec qu'HQD obtienne automatiquement des hausses tarifaires, qu'elles soient ou non inférieures au taux d'inflation, et un rendement garanti sur son avoir propre, considérant en vertu de l'A. 5 de la LRÉ, qui vise à assurer un équilibre des intérêts en cause, que l'on doive tenir compte de la situation économique d'ensemble, de la capacité de payer des consommateurs et de la justification du caractère juste et raisonnable des investissements et des coûts de services proposés par HQD.

Enfin il faut garder à l'esprit que les prévisions développées et soumises par HQD servent à établir son revenu requis et la hausse tarifaire. Il faut dès lors vérifier la fiabilité des données soumises par HQD, qui contrôle les informations sur l'offre et la demande, et s'assurer que les données prévisionnelles ne procurent pas d'avantages indus à HQD, au détriment des clients de la charge locale, relativement aux réalisations.

b) Évolution du revenu requis et des coûts d'HQD :

Le revenu requis d'HQD augmente de 190,1 M\$ entre 2006 et 2007 (1,9%) et 635,8 M\$ entre 2005 et 2006 (6,8%) soit de 825,9 M\$ (8,8%) en deux ans, versus une inflation au Québec de 3,53% en 2 ans (assumant une inflation de 1,5% en 2006 et 2% en 2007).

L'achat d'électricité subit une croissance entre 2006 et 2007 (de 4 947,6 M\$ à 5 117,1 M\$, +3,4%) après révision de la prévision de la demande, mais la facture d'achat d'électricité, nette de l'ajustement des contrats spéciaux et du compte de pass-on des frais d'approvisionnement postpatrimoniaux se trouve exceptionnellement à baisser (de 5 129,6 M\$ en 2006 à 4 971,1 M\$ en 2007, soit une baisse de 158,5 M\$ ou 3,09%, alors que cette facture avait cru entre 2005 et 2006 de 423,6 M\$ (9%).

En deux ans le coût des approvisionnements hors patrimoniaux (incluant l'électricité associée

aux tarifs de gestion) est en croissance importante : de 429,2 M\$ (181,7%) de 2005 à 2007, et de 278,9 M\$ (72,2%) entre 2006 et 2007.

Les coûts de distribution et de services à la clientèle (SALC) augmentent aussi de manière importante : 178,6 M\$ (6,92%) entre 2006 et 2007 (de 2 582,1 M\$ à 2 760,7M\$) et 390,3 M\$ (16,47%) en 2 ans (2 370,4 M\$ en 2005).

Entre 2001 et 2007 le revenu requis d'HQD augmente de 1 613,4 M\$ (18,76%), la facture des achats d'électricité augmentant de 871,8 M\$ (21,3%) et les coûts de distribution et SALC augmentant de 571,6 M\$ ou 26,1%.

Par comparaison l'inflation au Québec est prévue être de 12,95% entre 2001 et 2007 et de 3,53% entre 2005 et 2007 (prévision de 1,5% en 2006 et 2% en 2007).

c) Hausses de coûts problématiques :

1.a) la croissance des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux nous causent problème : en plus d'être le déterminant premier de la hausse du revenu requis entre 2001 et 2006 (et 2007 si on exclus les pass-on), cet élément exercera des pressions à la hausse soutenues sur le revenu requis d'HQD à moyen et long terme à moins de réduire le coût unitaire d'approvisionnement hors patrimonial.

HQD avait évalué dans l'avant dernière cause tarifaire pour 2005-2006, un coût d'approvisionnement postpatrimonial moyen de 8,06¢/kWh pour 2005 (9,33¢/kWh pour le tarif D) alors que le coût prévu pour 2006 dans R-3579-2005 passait à 9,47 ¢ (10,97¢ pour le D), soit en croissance de 17,5%. Le prix révisé pour 2006 dans R-3510-2006 subit une hausse de 1,35¢/kWh (HQD-4 doc. 2 révisé, p. 14) et devient donc 10,82¢/kWh soit un écart de 14,3% p/r aux prévisions du dossier R-3579-2005.

Le coût unitaire 10,82¢/kWh du postpatrimonial en 2006 correspond à 390% du tarif patrimonial (2,77¢/kWh après ajustement pour la modification du taux de perte).

Pour 2007 les 7,619 TWh en approvisionnement postpatrimonial coûteraient 664 M\$ pour un coût unitaire moyen de 8,71 ¢/kWh (10,1¢/kWh pour le tarif D).

Même le prix des contrats long terme s'avèrent très fluctuants et peuvent entraîner des erreurs de prévision importantes. Par exemple selon HQD-16 doc. 1 révisé, p. 21 (réponse 10.1) l'énergie fournie par TCE en base est prévue coûter dans le présent dossier, 10,5¢/kWh en 2007, alors qu'originellement le coût prévu pour 2007 dans l'appel d'offre de 2004 était de 6¢/kWh, soit une erreur de prévision de 75%.

1.b) Les comptes de pass-on : pour 2007 le crédit amené par les comptes de pass-on des coûts postpatrimoniaux, de 2005 et 2006 permet de réduire la facture d'approvisionnement postpatrimonial de 146 M\$ grâce à la réduction de la demande imprévue pour les 4 premiers mois de 2006 de 4,3 TWh (-2,47% relativement à la demande totale prévue de 174,19 TWh

dans le dossier tarifaire R-3579-2005).

Selon HQD-4 doc. 2 révisé, p. 10, les températures plus clémentes de janvier à avril 2006 ont entraîné une baisse de la demande (de chauffage) de 2,516 TWh soit 58,5% de la baisse totale de 4,3 TWh. Le reste de la baisse (1,784 TWh) est due selon HQD à la baisse de la demande industrielle et aux économies d'énergie accrues.

* Le processus d'établissement et d'allocation entre clientèles du compte de pass-on nous pose problème à certains égards.

i) D'une part HQD modifie après coût la répartition du patrimonial en fonction des volumes totaux observés pour chaque catégorie tarifaire. Cela nous apparaît incorrect dans la mesure où HQD adoptait originellement la répartition des volumes patrimoniaux établie par le gouvernement dans le décret fixant les tarifs patrimoniaux pour 2006. Modifier la répartition du volume patrimonial revient à revenir sur la décision de la Régie qui a accepté pour 2006 la répartition du volume patrimonial énoncée dans le décret, et reviendrait selon les dires d'HQD à modifier les tarifs patrimoniaux initialement édictés par le gouvernement.

Cela amène selon notre compréhension, pour le secteur domestique, une hausse des coûts alloués dans le pass-on de 2005, et une réduction des crédits alloués dans le pass-on de 2006 (HQD-4 doc. 2 révisé, tableaux p. 13 et 14).

ii) Pour 2006 le volume moindre de vente, 139 GWh, associé à la hausse du taux de perte de 7,5% à 7,58% ((HQD-4 doc. 2 révisé, p. 15), devrait (en partie à tout le moins réduire le volume d'électricité patrimoniale inutilisé de 280 GWh, le surplus de taux de perte s'appliquant normalement autant sur le volume patrimonial utilisé que sur le volume postpatrimonial utilisé. De plus il est étonnant que les changements de volumes et de revenu issus de la modification du taux de perte soit comptabilisé dans le calcul du pass-on alors que nous pensions que les effets volumes pris en compte étaient liés aux changements imprévus dans les niveaux de consommation finaux.

2) La croissance de la masse salariale :

La masse salariale du distributeur a cru rapidement depuis 2001 (de 508,5 M\$ à 784,2 M\$, soit une hausse de 54,22%). La réorganisation des services au sein d'H.Q. explique en partie la situation. Entre 2005 et 2007 la masse salariale a cru de 86,2 M\$ (dont 38,5 M\$ ou 44,6% dû aux charges de retraite) ou 12,35%, alors que la croissance entre 2006 et 2007 est plus modérée : soit de 20,8 M\$ ou 2,72%.

Une des raisons qui explique la forte croissance entre 2005 et 2007 est la charge de retraite qui de nulle en 2004 a cru rapidement par la suite (61 M\$ en 2005, 99,5 M\$ en 2007) , mais le montant de 2007 est resté inchangé relativement à 2006, nous verrons l'an prochain si la prévision faite par H.Q. s'avère juste ou si ces charges dépasseront les prévisions (comme en

2006 où les prévisions autorisées par la Régie (R3579-2005) de 70,5 M\$ ont été dépassées), se repercutant ultérieurement sur le revenu requis d'H.QD.

HQD-16 doc. 2, 14.4. Une nouvelle étude sur la position salariale ne devait-elle pas être produite en 2006 ? si oui produisez les résultats ?

Réponse: L'étude n'a pas été produite en 2006. Il n'est pas encore établi quand sera réalisée la prochaine étude sur la position salariale.

Il nous est difficile de juger du niveau raisonnable des salaires et primes offerts par H.Q. aux divers corps d'emplois, notamment aux professionnels et cadres (qui sont plus élevés chez H.Q. que la moyenne du marché de comparaison de 2003). La Régie devrait requérir d'H.Q. de refaire périodiquement une comparaison de ses coûts salariaux, en présentant comme nous l'avons déjà indiqué les moyennes et médianes, et comparant aussi les salaires du gouvernement du Québec.

T.3) ÉCARTS DE SALAIRES ET DE RÉMUNÉRATION GLOBALE AU QUÉBEC, # SECTEURS

Écarts p/r aux employés gouv. Québec	Salaires	Rémunération globale
Ensemble des autres salariés Québec	15,00%	11,80%
Secteur syndiqué privé Québec	22,30%	20,50%
Secteur privé non syndiqué Québec	8,50%	0,00%
Secteur universitaire	5,50%	12,20%
Entreprises publiques Québec	21,70%	20,40%
Écarts entreprises publiques p/r Ensemble des autres	6,70%	8,60%

Selon le Rapport de l'Institut de la Statistique du Québec " Rémunération des salariés, État et évolutions comparés. 2005" le secteur public québécois est généralement en retard relativement aux salaires versés et à la rémunération globale, pour les 60 emplois repères regroupés. H.Q. se retrouve aggloméré au secteur des Entreprises publiques au Québec dans le tableau ci-haut. Il serait intéressant de connaître où se situe H.Q. relativement à la fonction publique québécois et aux autres secteurs de l'économie québécoise. Cette étude de comparaison de salaires et de la rémunération globale, réalisée par l'ISQ, nous apparaît crédible et bien fondée.

Les bonis, commissions, montants forfaitaires, primes et la rémunération pour le temps supplémentaire ne sont pas pris en compte dans la comparaison de l'ISQ.

Il nous faut regarder l'ensemble des coûts d'H.Q. et d'H.Q. sur une base d'équité globale en prenant en compte la capacité de payer des diverses clientèles d'H.Q..
Noter que les autres salariés visent les salariés autres que ceux du gouvernement du Québec, dans les organisations de 200 employés et plus, donc cela exclut la majorité des PME au Québec.

(Réponse à OC HQD-16 doc. 7, p. 48-49) HQD-7, Document 4, page 6, Table 2 40.a) How much of the \$54.3 M increase in base salary from 2005 to 2007 is due to the increase in staff levels of 311 over the period as opposed to increase in average pay per employee?

Réponse: L'impact de la variation de 54,3 M\$ des salaires de base se répartit comme suit :

- l'augmentation des 311 ETC représente 20 M\$;
- les augmentations salariales, la progression salariale, les ajustements pour les employés de bureau en 2006 et pour les spécialistes en 2007 en vertu de la Loi sur l'équité salariale et pour l'implantation de plans d'évaluation permettant d'assurer le maintien de l'équité salariale et autres éléments totalisent 34 M\$.

Une partie de la hausse de 311 ETC est associée au programme en économie d'énergie dont les coûts sont amortis sur 10 ans, donc l'impact de ce facteur sur le revenu requis est réparti dans le temps.

Une autre partie est associée aux projet SIC, dont une partie est associée à de l'investissement normalement et de la formation :

(HQD-16 doc. 2, p. 12) "Le niveau des effectifs du Distributeur est passé de 7 953 en 2005 à 8 264 en 2007. Cette croissance de 311 ETC s'explique principalement par les éléments suivants : Système d'information clientèle (SIC) (185 ETC)"

14.3. Le projet SIC permettra-t-il des gains de productivité et des économies de main d'oeuvre ultérieurement, si oui de quel ordre ?

(p. 31) Oui. Des bénéfices découlant de l'implantation de SIC sont attendus tel que présenté dans le cadre du dossier R-3491-2002. HQD estime des bénéfices de l'ordre de 20 M\$ incluant une diminution de 140 effectifs à partir de 2009.

3) Les primes au rendement et les régimes d'intéressement :

Si l'on se fie à la décision de la Régie de l'énergie, dans la cause R-3549-2004 ((D-2005-50, p. 32-34)), phase 1, deux conditions devraient être satisfaites (à délai au besoin pour laisser le temps à H.Q. de modifier ses conventions collectives au fur et à mesure qu'elles viennent à échéance) pour que les primes versées soient intégrés dans le revenu requis d'HQT puis être assumés par les clientèles du service de transport :

- 1) le respect de la séparation fonctionnelle, donc il faut assurer l'indépendance de la division transport par rapport aux objectifs et intérêts de l'entité corporative;
- 2) le caractère prudent et utile des incitatifs versés (qui doivent être liés aux objectifs de la réglementation notamment l'amélioration de la performance (minimisation des coûts), de la qualité du service et de la satisfaction de la clientèle.

Nous considérons que les primes et bonis versés (37,6 M\$ en 2006 ou 6,84% des salaires versés de 549,4 M\$) devraient respecter un certain nombre de critères avant de pouvoir être intégrés dans le revenu requis d'HQD, pour ainsi être assumés en bout de ligne par les clientèles d'HQD qui nous le rappelons constitue un monopole de service public et électrique. Les primes et bonis, comme les autres dépenses d'HQD, doivent respecter les critères d'utilité pour les clientèles, de prudence, d'équité et raisonabilité.

Pour être utiles aux clientèles les bonis et primes doivent encourager de manière directe et certaine (critère de causalité des coûts) le maintien et l'amélioration de la qualité du service et le contrôle et la réduction des coûts, ou encore l'amélioration de la productivité au sein d'HQD. Nous considérons que les objectifs liés aux seuls intérêts de l'actionnaire, tels les profit et les dividendes ne sont pas dans l'intérêt direct des consommateurs d'électricité, et donc devraient être assumés par l'actionnaire et H.Q. en tant qu'entité corporative. En effet tout profit redistribué aux employés syndiqués ou non syndiqués, dans l'intérêt de l'actionnaire, devrait être puisé à même le taux de rendement autorisé d'HQD et non intégré dans les coûts de service autrement cela constituerait une manière détournée d'accroître le taux de profit autorisé.

Réponses d'H.Q.D. (HQD-16 doc. 7, rép. à OC, p. 52 à 53)

(Rép. 42) "Pour 2006 et 2007, l'hypothèse de travail est que le déclencheur financier (régime de gestion de la performance, 5,5 M\$ en 2007) sera atteint représentant un montant à être versé aux employés de 0,04 M\$ en 2006 et en 2007 un autre de 0,96 M\$ sont prévus être versés en fonction de l'atteinte (à la cible) des résultats de la division. De ces montants, 0,4 M\$ est prévu pour l'atteinte des résultats liés à

l'actionnaire.

(Rép. 43) “pour les spécialistes si le déclencheur financier est atteint, il y aura versement d'un boni en fonction de l'atteinte des trois (3) catégories d'objectifs à atteindre : ceux liés à la clientèle, ceux liés aux employés et ceux liés à l'actionnaire (voir détail du tableau à la question 41 b)). Pour le régime d'intéressement corporatif (13,6 M\$ en 2007), le boni additionnel de 1,5 % lié à l'atteinte du bénéfice net visé par Hydro-Québec représente le déclencheur financier, pour 5,55 M\$ en 2007.”

Il demeure encore une portion significative des montants versés par les régimes d'intéressement et de gestion de la performance qui sont liés au déclencheur financier corporatif ou aux objectifs propres à l'actionnaire (voir HQD-16 doc. 7, p. 50 et 51 pour les objectifs 2005 et 2006 d'HQD, où 20% de la pondération est encore liés au profit d'HQD, versus 4/30 pour les indices de satisfaction de la clientèle et 3/30 pour l'IC redressé alors que la cible n'a pas été atteinte en 2005 et que pour 2006 l'idéal de 130 minutes est supérieur à l'objectif du plan stratégique 2006-2010, p. 35, de 120 minutes/client au Québec). Dans la mesure où il ne peut être prouvé que ces montants, ainsi que les montants versés sous formes d'autres primes, ne servent directement les intérêts des clientèles, nous demandons qu'ils soient exclus du revenu requis d'HQD pour 2007.

4) Le taux sur la dette

a) la prévision du taux sur la dette :

T.4 Comparaison des prévisions et réalisations de taux de dette

Taux moyen sur dette comparé	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Cause R-3492-2002	9,97%	8,93%	8,22%	7,87%			
Cause R-3541-2004			7,80%	6,89%	8,24%		
Écart absolu (pour 2005 moyenne 2003 et 2004)			0,42%	0,97%	0,70%		
Impact potentiel sur coût de la dette en M\$			22	53	38		
Base tarifaire M\$ (65% dette)			8 207,3	8 317,4	8 472,7		
Cause R-3579-2005				6,800%	7,660%	7,640%	
Écart absolu p/r à R-3541-04				0,0009	0,0058	0,00335	
Impact potentiel sur coût de la dette en M\$				5	32	19,15	
Base tarifaire M\$ (65% dette)				8318,7	8515,3	8793,3	
Cause R-3610-2006					7,51%	7,91%	7,99%
Cause R-3610-2006 conservant couverture pour revenu en \$US					7,51%	7,32%	7,40%
Écart entre deux causes (moyen pour 2007)					0,15%	0,32%	0,23%
Impact potentiel sur coût de la dette en M\$					8	18	14
Base tarifaire M\$ (65% dette)					8447	8843	9445,8

En postulant que la couverture des revenus en \$US aurait le même impact sur le taux d'intérêt

en 2006 (ce qui reste à vérifier) et en 2007 on observe encore des erreurs sur la prévision du taux d'intérêts générant un excédent de revenu requis de quelques dizaines de M\$. Il nous apparaît important d'assurer un suivi rigoureux de la qualité des prévisions autant du taux sur la dette que des autres éléments composant le revenu requis dans le cadre nommément d'une fermeture réglementaire.

b) les modifications à la méthode de calcul du taux de la dette :

Nous avons discuté dans notre preuve dans la cause sur le transport (R-3605-2006) des changements méthodologiques (nommément une modification au calcul du taux sur la dette intégrée pour l'isoler des couvertures de taux de change sur les revenus en \$US) apportés au mode de calcul du taux sur la dette, qui haussaient le taux sur la dette de 0,59% et le coût de la dette du Transporteur de 63 M\$. L'impact pour HQD sur le taux sur la dette est le même (+0,59%) mais l'impact financier est moindre soit de 36 M\$, considérant que sa base tarifaire est plus faible (9 445,8 M\$ au lieu de 15 302 M\$ pour HQT)

“Par contre, les impacts des nouvelles normes qui seront appliquées à partir du 1^{er} janvier 2007 ne sont pas intégrés. Tel qu'indiqué à la pièce HQT-4, Document 2, pages 15 et 22, ces impacts sont présentés et touchent aux aspects suivants :

- a) Comptabilisation des produits dérivés et application de la comptabilité de couverture ;**
- b) Dette à long terme ;**
- c) Couverture des ventes : inclusion des intérêts des dettes dans la couverture des ventes.**

HQT annonçait aussi une autre modification comptable qui affecterait à la hausse ultérieurement l'évaluation du taux de la dette (HQT-13 doc. 2, pages 20-21, R5j) HQD confirme ce choix dans la présente cause :

(HQD-16 doc. 7, p. 38) HQD-7, Document 1, page 7, line 8 to page 14, line 12
32.a) Do the changes in accounting norms for financial instruments (as discussed in section (i), pages 7-14) have any impact on HQD's overall revenue requirement requested for 2007? If yes, please explain why and provide a schedule that sets out the calculation of the impact.

Réponse: L'impact des nouvelles normes discuté aux pages 7 à 15 de la pièce HQD-7, document 1 n'est pas pris en compte dans l'évaluation du coût de la dette projeté pour 2007.

(p. 38-39) 33.a) Please confirm that removing the hedging effect (page 16, lines 7-14) does not impact on Hydro Québec's overall corporate financial results in terms of reported net income. If it does, please explain why.

On constatera que le coût de la dette projeté pour l'année 2007, après reclassement, n'a pratiquement plus de sensibilité au taux de change tel qu'illustré dans le tableau suivant qui reflète l'impact d'une augmentation du taux de change. (voir tableau p. 40, HQD-16 doc. 7)

Les impacts de cette présentation proviennent du fait que les unités réglementées (Transport et Distribution) supportent environ 50 % des frais financiers d'Hydro-Québec alors que ces mêmes unités ne supportent pas de risques de change sur les revenus en dollars américains de l'entreprise. Ces risques de change sont supportés par Hydro-Québec Production.

(p. 41) e) Does this change in cost classification impact, in any way, the overall revenue requirement requested by HQD for 2007. If no, please explain why. If yes, please explain why, indicate the magnitude of the impact and explain how the impact was calculated.

Réponse: Voir les réponses du Distributeur aux questions 33c) et 33d) cidessus. Sans reclassement, le revenu requis du Distributeur en 2007 aurait chuté de 36 M\$, ceci au détriment de la rentabilité d'Hydro-Québec intégré puisque le risque de change sur les revenus est totalement assumé par le Producteur. Hydro-Québec aurait donc été privée de 36 M\$ des bénéfices de la stratégie de couverture de ses ventes en dollars américains.

(p. 42) Le montant est le produit de trois termes: l'écart de 0,59 % entre le coût de la dette avec et sans reclassement, la proportion présumée de la dette de 65 % et la base tarifaire de 9 446 M\$ du Distributeur.

Le fait que la dette et le coût de la dette sont rendus relativement insensibles aux taux de change ne prouve pas que le taux sur la dette n'est pas influencé par le risque du producteur, car le taux d'intérêt sur la dette exprimée en dollars canadiens ou libellée en monnaie étrangère peut être affectée par le risque d'affaires du producteur, ces considérations doivent donc être analysées de manière globale. De plus rien ne prouve que les changements proposés par HQD ne l'avantagent indûment en 2007, alors que l'ancienne présentation a pu désavantager les clientèles d'HQD par le passé à l'avantage d'H.Q. intégré.

Cette correction ne nous apparaît pas respecter le sens de la décision de la Régie de maintenir le taux sur la dette intégrée et devrait selon nous, le cas échéant, être rejetée dans la présente cause, et ce tant que la cause générique sur le taux de rendement du capital n'aura disposé de cette question. D'autant qu'H.Q. n'a pas considéré ni évalué l'impact sur le taux de dette pour 2007 d'autres changements normatifs, dont les effets pourraient modifier ceux associés au reclassement des couvertures des revenus en \$US. (HQT-13 doc. 2, page 20)

Nous considérons aussi que le taux moyen d'intérêt sur la dette est une variable qui n'échappe pas au plein contrôle d'H.Q. de par les choix qu'elle fait sur la structure de la dette (composition de court, moyen et long terme), la politique d'émission et de rachats de titres obligataires, par le contenu de la dette en monnaie canadienne ou étrangère, par les choix de couverture et le calendrier des émissions et rachat.

5) Les coûts supplémentaires du projet SIC

Selon les réponse à la Régie annexe 1 de HQD-16 doc. 1 et à OC (HQD-16 doc. 7, rép. 37.c à OC, p. 46) : nous comprenons que les retards dans la livraison du projet SIC amènent un dépassement important des coûts du projet : soit 97 M\$ ou 26,2% de plus sur le budget prévu en 2004 de 370,3 M\$.

Cela change les conditions de rentabilité du projet et la facture totale que les consommateurs devront assumer dans le futur.

Des charges d'exploitation accrues de 55 M\$ pour 2007 et des charges de stabilisation de 15 M\$ (en plus des investissements accrus de 15 M\$) doivent être assumés par les clientèles en 2007).

HQD indique que cela réduit le revenu requis en 2007 de 3,9 M\$ (HQD-16 doc. 1, annexe 1, p. 10) du fait que l'on reporte l'amortissement originellement prévu de 30,5 M\$ et le rendement sur la base de 23,4 M\$ et réduit les charges de stabilisation de 20 M\$ à 15 M\$. Nous comprenons que ces charges de stabilisation constituent une nouvelle dépense imprévue lorsque le projet a été lancé, et que la charge d'amortissement n'est que reporté dans le temps tout comme le rendement sur la base tarifaire (applicable sur la valeur amortie du projet, donc sur la durée de vie du projet dont la mise en service retarde d'un an).

TABLEAU R-37.c.1

Projet SIC (en millions)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TOTAL (1)
Budget selon le rapport d'avancement 2004 ¹⁴⁴							370,3
Coûts réels/prévus	24,0	30,4	80,5	103,0	100,0	100,0	467,3
Écart							-97,0

(1) Estimation telle que présentée à la pièce HQD-16, document 1, Annexe 1.

(2) Le projet SIC a fait l'objet d'une approbation globale.

(HQD-16 doc. 7, rép. 37.c à OC, p. 46) **Coûts prévus pour projet SIC en 2007**

TABLEAU R-37.c.2

COÛTS DU PROJET	2007 (M\$)
Implantation de L3 en 2007	12,6
Implantation L3 sur 2 ans (Tableau 3, HQD-16-01, Annexe 1)	97,0
Coûts additionnels (Tableau 1, HQD-16-01, Annexe 1)	70,0
Intérêts capitalisés additionnels	27,0
Total	109,6

Nous pensons que la rentabilité du projet doit être réévaluée par HQD, tout comme les gains d'efficacité que cela amènera vraiment dans le futur (considérant que cela réduit la productivité des employés actuellement, nous ne sommes pas convaincus que la situation s'améliorera véritablement et de manière sensible dans le futur).

Quant aux coûts accrus qui sont amenés par le retard du projet et par les difficultés d'implantation il faut décider de la part d'imputabilité d'HQD face à la projection de ses coûts d'investissement, sur la base des informations dont nous disposons nous considérons que les intérêts capitalisés additionnels (27 M\$) ne devraient pas être assumés par les clientèles, ni les coûts additionnels de 70 M\$ (15 M\$ de charges de stabilisation ou investissements selon, et 55 M\$ d'autres charges) à moins de preuve que cela était vraiment imprévisible et hors de contrôle d'HQD.

6) La provision pour aléas d'exploitation et le seuil de 1,5% des charges

d'exploitation : (Réponses 41.3 et 41.4 à la Régie, HQD-16, doc. 1). La provision pour aléas d'exploitation passe de 5,6 M\$ en 2006 (9,1 M\$ selon HQD si on considère la réduction volontaire de coût de 3,5 M\$ en 2006 lié à la perte de revenu d'Hydro-Solution) à 17,6 M\$ en 2007. Nous questionnons l'inclusion dans cette provision des coûts liés aux traitements des pannes qui par définition sont imprévues mais dont on s'attend d'avoir normalement sur un réseau de distribution. Normalement ce type de dépense est inclus dans l'évaluation des dépenses d'entretien du réseau et il ne faudrait pas faire de double comptage.

HQD-16 doc. 2, p. 34 : (p. 34) (p. 5) "Le Distributeur est d'avis que tant et aussi

longtemps que la provision demeure sous le seuil de 1,5 % de ses charges d'exploitation, elle est raisonnable, prudente et justifiée. La Régie a d'ailleurs reconnu le bien fondé d'une telle provision dans le cadre d'une gestion budgétaire prudente dans sa décision D-2006-34. Les provisions pour 2006 et 2007 s'élèvent respectivement à 0,5 % et 1,4 % des charges d'exploitation.”

16.2. Prouvez-nous que la hausse du taux à 1,4% est justifiée ? si la totalité de la réserve n'est pas utilisée ne devrait-elle pas être versée dans un compte reporté ?

Réponse: Voir la réponse du Distributeur à la question 41.3 et 41.4 de la Régie (HQD-16, document 1) pour ce qui est de la justification de cette provision. Le Distributeur est d'avis que la provision pour aléas d'exploitation ne justifie pas davantage la création d'un compte de frais reportés que les autres postes de dépenses figurant dans ses coûts de distribution et de services à la clientèle, tels les coûts de retraite.

Quant aux autres éléments à inclure dans cette provision et de son niveau adéquat nous ne sommes pas convaincus du bien fondé de la preuve d'HQD. Il faudrait avoir des données historiques montrant l'évolution des dépenses à couvrir avec les dépenses moyennes et les écarts types afin de juger du niveau de risque véritable auquel fait face HQD. Dans l'intérimaire le niveau de la provision ne devrait pas être accrue.

7) Le contrôle des charges d'exploitation, le balisage des coûts et la performance d'HQD :

a) La performance d'HQD : le niveau de satisfaction de la clientèle résidentielle, commerciale et d'affaires est passée de 7,4 en 2002 à 7,28 en 2005 (Plan stratégique 2006-2010 p. 34) et le plan vise à redresser la situation avec une cible de 7,5 d'ici 2010. On peut se questionner sur le niveau de satisfaction de la clientèle résidentielle et d'affaires, relativement au niveau de satisfaction de la clientèle grande entreprise (dont le niveau de satisfaction est passé de 8,9 en 2002 à 9,14 en 2005) : pourquoi cette différence de niveau et pourquoi cette évolution divergente dans le niveau de satisfaction ?

En regard de l'évolution des indicateurs liés aux coûts d'HQD il faut reconnaître qu'H.Q. a profité d'une part de la réduction du taux sur la dette entre 2001 et 2005, et que certains paramètres subissent une hausse plus forte que le taux d'inflation dans les deux dernières années (voir réponse 11.1 à la Régie, HQD-16 doc. 1, p. 22), ce qui ne garantit pas qu'à moyen terme l'objectif sera respecté de maintenir l'engagement pris dans R-3579-05 "D-2006-34, page 28 « La Régie prend acte de la volonté du Distributeur de contenir l'évolution annuelle moyenne de tous ses indicateurs sous l'inflation »”.

En accord avec l'A. 49.4° de la LRÉ, la Régie doit, lorsqu'elle fixe un tarif, favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance et la satisfaction des besoins des consommateurs.

Nous pensons que la Régie doit être proactive à cet égard et ne pas être à la remorque d'HQD, même si cette dernière voudrait rester maître d'oeuvre du processus d'amélioration. La preuve d'HQD en regard du contrôle de ses coûts et d'amélioration de sa performance est loin de nous convaincre qu'HQD minimise ses coûts et oriente ses activités dans le sens d'une amélioration continue de sa productivité et de la satisfaction de ses clientèles.

(HQD-16 doc. 2, p. 36) "De façon générale, on prévoit une hausse à l'inflation des charges d'exploitation de l'entreprise pour 2007 par rapport au budget 2006."

18.2. La hausse à l'inflation correspond-elle aux objectifs du plan stratégique 2006-2010 ? Justifiez.

Réponse: Le Plan stratégique 2006-2010 prévoit, à compter de 2007, une hausse des charges d'exploitation pour l'ensemble de l'entreprise. Le Distributeur précise que la prévision de hausse à l'inflation s'applique à l'ensemble des charges d'exploitation de l'entreprise et non pas de façon spécifique à des composantes distinctes des charges.

(HQD-16 doc. 2, p. 28) 13. Référence(s) : HQD-7 doc. 3 : COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE (p. 8)

"Des efforts d'efficacité considérables ont dû être déployés par le Distributeur dans le but de réussir à limiter à 2 % l'augmentation de ses charges liées aux activités courantes. "

HQD-3, Doc. 1 BALISAGE ET EFFICIENCE p. 28 : "Toutes les actions d'efficacité présentées plus bas serviront à rencontrer la croissance de 2 % (??? pourquoi pas viser plus) des charges d'exploitation des activités courantes du Distributeur, tel que spécifié à la pièce HQD-7, Document 3."

13.1. Où parle-t-on d'une hausse de 2% par an des charges nettes d'exploitation dans le Plan stratégique 2006-2010 ?

Réponse: En aucun endroit le Distributeur ne fait mention d'une hausse de 2 % des charges d'exploitation dans le Plan Stratégique d'Hydro-Québec. Par ailleurs, à la page 39 du Plan, il est mentionné qu'Hydro-Québec Distribution entend contenir la croissance de ses indicateurs de performance sous l'inflation.

En fait le Plan stratégique 2006-10 révisé (le plan stratégique initial prévoyait une hausse des charges d'exploitation inférieure à 1% en 2007 et de 1,4% en moyenne de 2007 à 2010, comme quoi en réduisant les exigences on a plus de chance de les rencontrer) prévoit une hausse des charges d'exploitation à 1,7%/an de 2007 à 2010

sans échappatoires (“malgré la mise en service d’un nombre important de nouvelles installations de production, de transport et de distribution”, Plan stratégique 2006-2010 révisé p. 46-47), relativement à une inflation prévue de 2%/an.

De plus le Plan maintient l’engagement de gel des charges d’exploitation entre 2003 et 2006, réitéré dans le Plan 2004-2008, (sauf pour l’impact de la charge de retraite et des coûts associés au renforcement de la sécurité).

On s’explique mal la croissance des charges d’exploitation entre le plan stratégique original et le plan révisé : cela nous fait douter du sérieux du processus budgétaire chez H.Q. et du sérieux des objectifs de contrôle des coûts.

Chose certaine si les divisions réglementées chez HQD devaient respecter l’engagement de contrôle des charges d’exploitation en 2007, leur croissance devraient se limiter à 2,47%, alors qu’elles augmentent de 6,3% pour HQD, soit un excédent de 3,83% ou 41,63 M\$ de charges d’exploitation excédentaires pour HQD. Nous pensons que la Régie devrait exiger de plus grands efforts de contrôle des coûts de la part d’HQD et ne pas donné de passe droit à une entreprise monopolistique réglementée.

HQD indiquait vouloir réaliser des réductions de coûts de l’ordre de 20 M\$ (environ 2% de ses charges d’exploitation) sans préciser d’échéancier précis.

Nous pensons qu’elle peut mieux faire encore, nommément considérant les gains de productivité réalisées dans l’économie canadienne en général, si on se fie aux données de Statistiques Canada (http://www.statcan.ca/francais/nea-cen/data/index_f.htm et 15-003-XIF2004002 Les comptes canadiens de productivité - Données - 2003 - Données révisées) sur la question, tel qu’indiqué dans notre preuve dans R-3605-2006.

En effet des gains de productivité du travail (multifactorielle) de l’ordre entre 2%/an (1,5%/an) dans l’ensemble des secteurs, 3%/an (1,8%/an) pour les entreprises de fabrication et même 4,2% (2,9%) pour les commerces de gros, s’observent dans l’économie canadienne en général ainsi que dans l’économie québécoise.

8) Autres éléments de coûts en forte croissance ou en questionnement :

a) dans la mesure où l’encaisse est finançable avec des emprunts de court terme, à des taux normalement inférieurs au coût moyen de la dette, la compensation pour l’encaisse au taux de rendement sur la base tarifaire, ne nous apparaît pas adéquat. Aussi nous réservons notre jugement quant à la valeur de la mise à jour de l’étude lead-lag par HQD dans notre preuve à soumettre dans la cause sur la distribution.

b) Les solutions informatiques présentent une facture en croissance rapide (de 19 M\$ en 2005 à 29,3 M\$ en 2007, +54,2%) et l'on n'est pas convaincu de la pertinence de cette hausse.

c) Le coût unitaire d'approvisionnement du BT :

(HQD-16 doc. 1 p. 13-14) 6.2 Veuillez détailler le calcul du coût unitaire de 17,47 ¢/kWh pour janvier à mars 2006 et fournir la moyenne du DAM pour cette période.

Réponse: Le coût unitaire du tarif BT indiqué au tableau 5 de la pièce HQD- 9, document 1, page 11 aurait dû se lire 17,71 ¢/kWh. Le tableau 5 de la pièce HQD-9 document 1 a été révisé. Il est présenté en réponse à la question 19.2.

Le coût unitaire de 17,71 ¢/kWh représente le coût moyen des transactions physiques d'achat, majoré des impacts monétaires liés à la gestion globale des approvisionnements.

Le coût unitaire 2006 du tarif BT s'est avéré plus élevé que le coût des années 2004-2005 dû aux conditions climatiques nettement plus clémentes que prévu (devrait être l'inverse ???). Les effets d'une baisse des besoins de près de 2 TWh ont amené HQD à utiliser la flexibilité des contrats de base assortis de l'option de réduction des quantités.

La moyenne du DAM, du 1er janvier au 31 mars 2006, pour la zone M du NYISO, est de 60,82 \$US/MWh (7,02¢US/kWh avec taux de change de 1,1545, série V81719 Cansim taux change 1er trimestre 2006) et de 64,90 \$US/MWh (7,493¢/kWh) pour la zone Phase I et II du ISONE.

Nous considérons le prix du BT nettement exagéré et jugeons que la justification fournie par HQT n'est pas valable ni défendable en regard des prix comparables sur les marchés.

II) Allocation des coûts et protection de l'interfinancement

T. 5) Répartition du revenu requis total 2006 entre facteurs et clientèles (HQD-12 doc. 2,R-3579-05)

2006 Catégorie	Part énergie	Part puissance	Part (MT) abonnement	% du coût qui est alloué selon				Coût total M\$	% Coût total
				Énergie	Puissance	Abonnement	Autres		
Domestique	33,8%	51,4%	91,5%	19,5%	57,9%	18,3%	4,27%	4 917	49,6%
G et M	24,0%	22,8%	8,5%	37,3%	48,0%	6,7%	8,07%	2 414	24,4%
Grande puiss.	42,2%	25,8%	0,004%	66,2%	27,5%	0,3%	6,06%	2 576	26,0%
Total	100%	100%	100%	34,1%	49,5%	10,8%	5,55%	9 907	100%

Dans autres on retrouve les pertes en production et les autres en distribution.

a) L'allocation des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux

Nous revenons pour une troisième fois sur la question de l'allocation des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux. Nous considérons qu'il ne se dégage pas encore de consensus sur la question malgré ce que peut laisser entendre HQD.

Dans la précédente cause tarifaire nous avons indiqué préféré l'application d'une méthode marginale, soit la méthode horaire s'il était jugé qu'elle respectait la LRÉ, soit la méthode avec FU et taux de perte (s'il est possible de le différencier) différents pour le patrimonial et le postpatrimonial, méthode qui respectait mieux selon nous la lettre de la LRÉ.

La Régie dans D-2006-34 du 28 février 2006 (R-3579-2005) demandait que le comité technique lui fournisse davantage d'explications sur l'établissement des profils de consommation postpatrimoniale et leur évolution anticipée, sur l'établissement des coûts horaires à partir des caractéristiques des contrats résultant d'appels d'offres, sur le reflet des liens de causalité des coûts ainsi que sur le traitement envisagé des contraintes reliées à la confidentialité des données reliées à ces contrats. La Régie souhaitait nommément améliorer la méthode horaire en regard de la prise en compte des caractéristiques des contrats (soit les composantes puissance et énergie et la différenciation des coûts en pointe et hors-pointe).

HQD tente de nous convaincre que la méthode horaire donne un faible signal de prix (signal de prix qui s'amenuise avec les années à mesure que les contrats long terme prendront une part plus grande dans le total) du fait que la gestion des approvisionnements utilise les coûts moyens des contrats de long terme. Le signal de prix s'avère même plus faible que le signal de prix fourni par la méthode globale. Cela vient contredire l'opinion donnée par HQD dans la dernière cause tarifaire R-3579-2005 en B-1-HQD-12, document 1.1, page 9 :

« [...] le traitement sur une base horaire fait de façon plus précise ce que les facteurs d'utilisation font de façon plus sommaire, c'est-à-dire répartir des coûts plus élevés en période de pointe et des coûts moins élevés en période creuse ».

Nous considérons toujours qu'il faille une bonne compréhension des contrats

d'approvisionnement et des composantes de facturation pour allouer correctement les coûts

d'approvisionnement. Pourtant HQD nous a répondu qu'elle ne pouvait répondre sur le contenu des contrats pour des raisons de confidentialité, ou dans le cas des contrats avec HQP, pourtant rendus publics, que le détail sur ces contrats n'était pas pertinent pour l'allocation des coûts et n'était utile que pour la gestion des approvisionnements. Cela va à l'encontre des attentes de la Régie qui souhaite que les caractéristiques des contrats soient prises en compte dans la gestion des approvisionnements et dans l'allocation des coûts d'approvisionnement.

*** Le décret 1277-2001 et la détermination des profils de consommation :** nous considérons que le décret 1277-2001 doit être respecté lorsqu'HQD effectue la gestion des approvisionnements : en effet HQD doit optimiser l'utilisation des bâtonnets patrimoniaux afin de maximiser le volume patrimonial utilisé et afin de minimiser le coût d'approvisionnement (le coût du patrimonial étant normalement inférieur aux coûts des approvisionnements postpatrimoniaux).

Il s'en suit que pour respecter la causalité des coûts il faut tenir compte de manière stricte du décret 1277-2001, et du fait que les approvisionnements postpatrimoniaux correspondent à chaque heure au différentiel entre la puissance totale requise et la puissance représentée par le bâtonnet patrimonial. De cela découle l'obligation de faire correspondre les patrons de consommation patrimoniale à la courbe en puissance patrimoniale, et les patrons de consommation postpatrimoniale à la courbe différentielle en puissance postpatrimoniale. Que les patrons de consommation patrimoniaux et postpatrimoniaux ne suivent pas précisément les patrons de consommation totaux ne constituent pas un biais amené par l'ajustement des patrons mais plutôt une résultante du respect du décret 1277-2001 et de la répartition des puissances patrimoniales et postpatrimoniales entre les différentes clientèles (sous la forme de patrons de consommation).

La courbe du décret 1277-2001 est une courbe prévisionnelle et il est normal qu'elle puisse s'écarter de la vraie courbe totale en puissance. Mais le respect de la courbe du décret 1277-2001 est une exigence pour nous autant pour la gestion des approvisionnements que pour l'allocation des coûts.

Nous pensons que la méthode d'allocation globale ne respecte pas intégralement le décret 1277-2001, car la méthode globale revient à assigner (en proportion) le profil de la consommation totale de l'année courante au profil de la consommation patrimoniale et au profil de la consommation postpatrimoniale, alors que le profil prévisionnel (patrimonial) du décret 1277-2001, diffère du profil total de l'année courante. Si tel est le cas, la méthode globale devrait être invalidée pour non respect du dit décret.

*** La notion de causalité des coûts et de signal de prix :**

Pour nous la notion de causalité des coûts doit tenir compte des effets volumes et prix : c'est à dire que l'on doit tenir compte de l'effet des croissances différenciées des différentes demandes sur la croissance des coûts et des prix, autant que de l'effet des caractéristiques de

consommation sur les prix. Ne considérer que l'effet prix consiste à restreindre arbitrairement, voire injustement, l'application du principe de causalité des coûts.

Pour nous les effets volumes, basés sur la répartition fixe du volume patrimonial ont des effets importants sur la répartition des coûts malgré ce que laisse entendre HQD, qui n'a pas voulu mettre à jour la méthode horaire avec répartition fixe du volume patrimonial.

1) Scénario A, méthode du coût horaire, comparé à la méthode globale

T. 6) Comparaison des deux méthodes d'allocation des coût

Marginale A 2006	**** Patrimonial TWh	**** Coût M\$	**** Postpatrimonial TWh	**** Coût M\$	**** en ¢/kWh	Coût total M\$
Domestique	56,271	1789,1	2,517	245,1	9,74	2 034,2
Petite-moyenne Puis.	39,592	1084,2	1,771	168,4	9,51	1 252,6
Grande puissance	70,537	1730,2	3,178	293,7	9,24	2 023,9
Total	166,4	4603,5	7,466	707,2	9,47	5 310,7
Globale 2006						
Domestique	56,271	1788,7	2,517	274	10,89	2 062,7
Petite-moyenne Puis.	39,592	1084,8	1,771	166,1	9,38	1 250,9
Grande puissance	70,537	1730	3,178	266,9	8,40	1 996,9
Total	166,4	4603,5	7,466	707,1	9,47	5 310,6
R-3579-2005 : Méthode globale (HQD-12 doc. 2 p. 15); Marginale (HQD-12 doc. 1.1 p. 16)						
Marginale A 2014	**** Patrimonial TWh	**** Coût M\$	**** Postpatrimonial TWh	**** Coût M\$	**** en ¢/kWh	Coût total M\$
Domestique	56,041	1788,1	4,998	371,32	7,43	2 159,4
Petite-moyenne Puis.	39,498	1081,5	4,61	337,8	7,33	1 419,3
Grande puissance	70,861	1733,9	8,84	631,3	7,14	2 365,2
Total	166,4	4603,5	18,448	1340,42	7,27	5 943,9
Globale 2014						
Domestique	54,947	1751,9	6,092	510,1	8,37	2 262,0
Petite-moyenne Puis.	39,706	1089,2	4,402	317,1	7,20	1 406,3
Grande puissance	71,746	1762,3	7,954	513,2	6,45	2 275,5
Total	166,4	4603,5	18,448	1340,4	7,27	5 943,9

Les données de la précédente cause tarifaire indiquent d'ailleurs que l'effet volume domine l'effet prix (par exemple pour 2014 dans le tableau ci-haut le volume postpatrimonial alloué au secteur domestique est plus élevé de 22% avec la méthode globale, alors que le prix du postpatrimonial pour le secteur domestique est plus élevé de 12,7% avec la méthode globale. Bien sûr l'évolution relative des demandes des divers secteurs affectent l'allocation des coûts pour les deux méthodes. Mais si l'approvisionnement postpatrimonial a une composante énergie dominante, qui correspond à la structure de coût des nouveaux approvisionnements, alors cela constitue la "vérité des coûts", dans ce cas un signal plus fort pour la puissance et la

pointe n'est pas un meilleur signal de prix.

Nous pensons que le signal de prix ne peut s'appliquer que s'il y a à la base un signal de coût: si les contrats de long terme sont offerts avec l'exigence d'un FU élevé, la composante puissance se trouve à être amortie sur une plus grande quantité d'énergie, ce qui la rend assimilable à une composante de coût d'énergie. Si des contrats ne font pas de différence entre pointe et hors pointe, cela constitue en soit un signal de prix, car ce qui est pertinent pour HQD c'est la facture qu'elle paie, le contrat et la facture traduit la façon dont le fournisseur établit ses coûts ou encore amortit ses coûts sur un certain volume d'énergie livrée, en assumant possiblement une part du risque lié aux fluctuations de la demande.

Si le respect du décret 1277-2001 entraîne que les besoins postpatrimoniaux en pointe sont moins élevés du fait que le patrimonial assume une plus grande part relative des besoins en pointe, cela ne constitue pas un biais mais une résultante de l'allocation du volume patrimonial en puissance horaire.

Dans le cas des contrats d'approvisionnement de fournisseurs non réglementés la causalité des coûts est liée aux règles de facturation et non à la structure de coûts sous-jacente des fournisseurs. S'il y a à établir un signal de prix c'est bien à partir de l'agrégation des caractéristiques des différents contrats, qui desservent tous ensemble toute la clientèle. On n'a donc pas à faire de supposition sur la composante en puissance par exemple, mais bien tirer des divers contrats la composante moyenne en puissance et en énergie.

Dans notre esprit la minimisation des coûts d'approvisionnements implique une hiérarchisation des coûts d'approvisionnement pour chaque heure de l'année.

Les deux contrats avec HQP présentent une composante puissance et une composante énergie, avec une exigence de FU de 94%, ce que l'on considère étonnant dans le cas du contrat cyclable et demande explication.

Du prochain tableau nous voyons que l'écart de prix total au kWh pour un coût en puissance de 80\$/kW/an (110\$) si applicable aux contrats postpatrimoniaux, justifierait un écart de prix postpatrimonial entre clientèle à faible FU (50%) et fort FU (94%) d'environ 0,86¢/kWh (1,2¢/kWh) entre ces deux clientèles, alors que l'écart de prix du postpatrimonial entre la clientèle domestique et le tarif L, dans la présente cause de 2,36¢/kWh (10,1 - 7,74, selon HQD-11 doc. 4 p. 15), dans la précédente cause cet écart était de 2,49¢/kWh, soit près de 2 fois l'écart maximal tiré du prochain tableau.

Selon le concept de puissance de pointe que l'on utilise l'on obtiendra aussi des tarifs postpatrimoniaux qui peuvent différer passablement (voir réponses à OC dans HQD-16 doc. 7, p. 100, 101, 106, 108 à 111)

Données sur les 2 Contrats avec HQP							
DONNÉES DES CONTRATS :		ÉNERGIE ET COÛT AU KWh					
Base Puissance en MW	350	BASE	FU ->	0,5	0,67	0,94	1
Prix puissance \$/kW/an	80	Énergie livrée en TWh		1,53	2,05	2,88	3,07
Coût Énergie ¢/kWh	4,05	Coût puissance ¢/kWh		1,83	1,36	0,97	0,91
Coût puissance M\$/an	28	Coût total électricité ¢/kWh		5,88	5,41	5,02	4,96
		Part composante puissance		31%	25%	19%	18%
Cyclable Puissance en MW	250	CYCLABLE	FU ->	0,5	0,75	0,94	1
Prix puissance \$/kW/an	110	Énergie livrée en TWh		1,09	1,64	2,06	2,19
Énergie ¢/kWh	4,1	Coût puissance ¢/kWh		2,51	1,67	1,34	1,26
Coût puissance M\$/an	27,5	Coût total électricité ¢/kWh		6,56	5,72	5,39	5,31
		Part composante puissance		38%	29%	25%	24%

*** Répartition fixe ou variable du volume patrimonial :**

Nous croyons, malgré ce que deux experts peuvent en penser (HQD-16 doc. 2, p. 27), toujours qu'une répartition fixe du volume patrimonial est plus équitable et plus respectueuse du principe de causalité des coûts.

Nous considérons que le gouvernement a la responsabilité (selon l'A. 52.2 de la LRÉ) de fixer les tarifs patrimoniaux sur une base prévisionnelle d'ailleurs, mais qu'il n'a pas à imposer une répartition du volume patrimonial (d'ailleurs dans les décrets 759-2005 et 790,2006, le gouvernement indique bien que les volumes patrimoniaux sont fournis à titre indicatif et pour information). Il est selon nous de la responsabilité de la Régie de fixer la répartition du volume patrimonial, tout comme il est de sa responsabilité de décider de la méthode d'allocation des coûts : ces deux éléments sont quant à nous interreliés. Normalement la méthode proposée par HQD pour établir les divers tarifs patrimoniaux requièrent d'abord de connaître les taux de pertes et les facteurs d'utilisation de chaque clientèle, et le coût ou tarif moyen. D'ailleurs un même FU peut résulter d'une multiplicité de valeurs paires d'énergie et de puissance de pointe.

Nous ne pensons pas qu'il soit nécessaire que le gouvernement fournisse la répartition du volume patrimonial pour permettre l'application de la méthode d'allocation globale, pas plus que la détermination par le gouvernement de la répartition du volume patrimonial ne doit imposer de facto l'application de la méthode globale et imposer une méthode d'allocation à la Régie, ce qui équivaut à empiéter sur sa juridiction.

Les diverses méthodes marginales d'allocation proposées par HQD présentent un tarif plus faible pour le secteur domestique que la méthode globale. Nous pensons que cela résulte d'un meilleur reflet de la causalité des coûts. Toutefois nous remettons en cause les coûts en puissances et en énergie utilisée par HQD. dans la méthode P/É présentée au tableau.

Considérant que sur la base des contrats négociés sur le marché le coût de la puissance est de l'ordre de 10\$/kW et non de 80\$ à 100\$/kW, et que l'écart du prix de l'énergie entre les périodes de pointe et hors pointe sur les marchés du nord-est américain est de l'ordre de 1¢/kWh en moyenne, nous pensons que ces valeurs de marché de puissance et d'énergie de pointe sont plus crédibles et réalistes, de sorte que même si l'on rencontre des variations plus fortes de ces prix à l'échelle horaire, les prix moyens de puissance et d'énergie de pointe de marché nous apparaissent constituer un meilleur référentiel.

T. 8 Évolution du coût moyen d'appro. postpatri. : Domestique vs Grande puissance :

Coût moyen en ¢/kWh (Doc. du 16 mai 2006, p. 41)	Domestique			Grande puissance		
	2006	2011	2014	2006	2011	2014
Méthode globale	10,89	9,78	10,35	8,4	7,55	7,99
Horaire Patri fixe	9,74	8,76	9,18	9,24	8,33	8,82
Horaire Patri variable	9,74	8,68	9,15	9,24	8,32	8,82
Horaire Puissance/Énergie (PÉ)	9,09	9,39	9,92	10,05	7,8	8,27
Écart Horaire Patri fixe/Global	-10,56%	-10,43%	-11,30%	10,00%	10,33%	10,39%
Écart Horaire Patri variable/Global	-10,56%	-11,25%	-11,59%	10,00%	10,20%	10,39%
Écart Horaire PÉ/Global	-16,53%	-3,99%	-4,15%	19,64%	3,31%	3,50%

(HQD-16 doc. 1 p. 123) HQD-12, document 1, page 42

53.1 Veuillez indiquer, compte tenu du contexte énergétique actuel où le distributeur doit s'approvisionner en électricité postpatrimoniale à la fois pour desservir la pointe d'hiver et la pointe d'été (pour notamment desservir les besoins de climatisation), si les plages horaires de pointe et hors pointe d'un éventuel tarif différencié dans le temps seraient les mêmes que celles du tarif DH en hiver et en été.

Réponse: Le Distributeur présentera, lors de la prochaine cause tarifaire, les résultats de ses analyses concernant une nouvelle TDT. Il est prématuré de spéculer sur les prix et modalités qui seront alors proposées. Toutefois, les signaux de prix actuels des coûts marginaux feront partie de la réflexion c'est-à-dire l'écart de prix pointe / hors pointe de 1 ¢/kWh tout au long de l'année ainsi que le coût de puissance de 10 \$/kW.

*** PROPOSITIONS POUR L'ALLOCATION DES COÛTS POSTPATRIMONIAUX :**

1) Nous considérons que la méthode horaire avec allocation fixe du volume patrimonial est préférable car cela permet de faire jouer les effets prix et aussi les effets volumes de manière différente pour le patrimonial et le postpatrimonial, ce qui respecte mieux le concept de causalité des coûts dans son intégralité.

- Nous doutons pour l'instant que la méthode PÉ soit correctement opérationnalisée et nous demanderons plus d'explication à ce sujet, toutefois dans le futur prévisible cette méthode

fournirait, sous les hypothèses de coûts en puissance proposées par HQD, des prix plus bas que la méthode globale pour les consommateurs résidentiels, mais avec des écarts de beaucoup réduits par rapport à la situation où l'on tiendrait compte des effets volumes (répartition fixe du patrimonial).

* Nous ne nous prononçons pas de manière définitive sur la meilleure méthode d'allocation des coûts postpatrimoniaux, car nous avons besoin de plus de précisions sur les contrats et sur la meilleure façon d'opérationnaliser les caractéristiques des contrats, afin de nous assurer que la gestion des approvisionnements et l'allocation des coûts intègre de manière adéquate et équitable les caractéristiques des contrats de manière à ne pas pénaliser injustement les consommateurs résidentiels.

2) Concernant l'ajustement des patrons de charge (puissance classée ou chronologique sur les 8 760 heures de l'année) pour s'aligner sur le décret 1277-2001 nous croyons que c'est souhaitable de l'appliquer et équitable pour les consommateurs résidentiels, cela vient en partie corriger le fait que le secteur industriel a connu une très forte croissance entre 2001 et 2006, même si cela donne des résultats en apparence bizarres à court terme (puissance moins élevée en pointe qu'en été pour le secteur domestique, du fait de la correction pour respecter le décret 1277, avec FU supérieur à 1).

Nous rejetons toutefois la notion de biais utilisée par HQD et parlons plutôt d'écart entre les patrons totaux et patrimoniaux ou postpatrimoniaux, car nous considérons que l'opération d'ajustement est nécessaire pour respecter le décret 1277-2001, décret qui sert directement à la gestion des approvisionnements patrimoniaux et fixe par différentiel les approvisionnements postpatrimoniaux. En ce sens il est normal que le patron en puissance du postpatrimonial diffère du patron en puissance totale, en requérant moins de puissance en période de pointe et plus en période hors-pointe, d'où des besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux présentant un facteur d'utilisation plus élevés et des coûts en puissance moindres à court et moyen terme que les besoins totaux en approvisionnement, tout cela dans le respect de la causalité des coûts et du bon signal de prix.

Toutefois le décret 1277-2001 est basé sur une consommation de taux de perte de 8,4% et une consommation après perte de 165 TWh : la mécanique d'ajustement de la courbe de puissance et de gestion des bâtonnets patrimoniaux prévus au décret doit tenir compte du nouveau taux de perte (7,5%) et du nouveau volume patrimonial après perte (166,4 TWh).

3) Confidentialité des contrats : il faut empêcher HQD d'abuser de cette protection : par ex. en réponse à OC, HQD a indiqué qu'elle considérerait comme confidentielle la courbe classée de puissance du volume postpatrimonial par type de contrat (pourtant HQD a fourni certaines données à cet effet, voir document du 16 mai 2006, p. 15 et 17, de plus les quantités d'énergie et les prix moyens par grande catégorie de contrat sont fournis) : il serait possible au moins de fournir la courbe classée postpatrimoniale par grande famille de contrat (long terme, court terme, importations...).

La confidentialité empêche d'obtenir tous les chiffres permettant de vérifier les prévisions de coûts d'approvisionnement d'HQD : pour le futur nous considérons que la Régie ne devrait aucunement imposer la confidentialité aux contrats d'approvisionnement, pour plus de transparence, de démocratie et de rigueur réglementaire. En autres nous considérons que la prise en compte des caractéristiques de contrats dans l'allocation de coûts exige la pleine connaissance et compréhension des caractéristiques des contrats avec ce que cela implique en terme de facturation, ce dont nous ne disposons pas actuellement.

4) Concernant la causalité des coûts et le signal de prix : nous considérons que cela doit être interprété en tenant compte du décret 1277-2001 qui fixe le profil de charge patrimoniale, et par différentiel le profil de charge postpatrimoniale. On ne peut faire d'appariement direct entre un contrat individuel et la demande de chaque clientèle : considérant que les

approvisionnements postpatrimoniaux sont gérés de manière intégrée afin d'en minimiser les coûts totaux, seule une agrégation adéquate, objective et transparente des caractéristiques des contrats postpatrimoniaux constitue une approche acceptable afin de répondre aux attentes de la Régie. De plus en matière d'allocation de coûts communs, le critère de causalité n'est pas suffisant, il faut tenir compte du critère d'équité considérant qu'il n'y a pas de méthode optimale et supérieure pour réaliser l'allocation de ces coûts communs.

b) Allocation du coût de transport entre les clientèles de la charge locale.

(p. 23) "Ainsi, le montant facturé à la charge locale diffère de celui provenant de la méthode de répartition adoptée par la Régie à la hauteur de 81 M\$.

(HQD-16 doc. 2, p. 24) En particulier, HQD ne peut endosser une méthode qui lui impute 81 M\$ de coûts de transport de plus que sa facturation et qui pourrait, à terme, impliquer de profondes modifications à sa structure tarifaire et à l'interfinancement entre les catégories "

(p. 41) Dans la décision relative au dernier dossier tarifaire du Transporteur (D-2006-66), la Régie présente au tableau 1 de la page 21 la répartition des coûts suivant la méthodologie appliquée dans cette même décision. Les coûts dédiés à la charge locale s'élèvent à 2 564 M\$. À la page 23 de cette même décision, la Régie fixe le montant pour l'alimentation de la charge locale à 2 483 M\$. Le 81 M\$ cité en référence est la différence entre le 2 564 M\$ provenant de la répartition des coûts et le 2 483 M\$ provenant de la facturation de la charge locale.

On comprend mal la position d'HQD qui est dérangée du fait que la facture de transport soit plus faible de 81 M\$ relativement au montant issu de l'allocation des coûts, il nous semble pourtant que cela est dans l'intérêt de sa clientèle.

De plus l'écart entre le montant facturé et le montant alloué est d'abord dû au fait que les revenus de point à point court terme sont soustraits du revenu requis au bénéfice des clients de services de long terme, après la procédure d'allocation, plutôt que redevable de différences méthodologiques entre le mode d'allocation (basé sur 1-CP et le FU) et le mode de facturation (basé sur 1-CP ou 1-NCP).

Qu'HQD propose une autre méthode pour disposer du crédit de 81 M\$ issu des revenus de point à points de court terme, mais qu'elle ne prive pas la charge locale de ce crédit.

HQD propose de maintenir la méthode 1-CP pour répartir les coûts de transport entre les clientèles de la charge locale plutôt que d'utiliser la méthode d'allocation retenue par la Régie de l'énergie dans la précédente cause sur le transport; mais cette méthode se trouve à répartir le même montant de 2 483 M\$, qui diffère du montant originellement alloué par le Transporteur (voir HQD-11 doc. 1, Tableau 4, page 26) et

ne résoud pas plus le dilemme de départ.

Enfin contrairement à ce que laisse entendre HQD la hausse de la facture de transport de la charge locale entre 2001 et 2005 est principalement due au fait que les revenus des services de point à point ont été réduits substantiellement entre 2001 et 2005. tel que le prouve la réponse d'HQD à notre question :

(HQD-16 doc. 2 p. 7) HQD-1 doc. 1 (p. 5) “La Régie a approuvé une hausse de 170 M\$ au 1/01/2005 de la facture de transport pour la charge locale (D-2006-66), découlant de la hausse de la demande entre 2001 et 2005 les besoins de la charge locale ont augmenté de 2 300 MW.”

Tableau R-5.1

PARTAGE DU REVENU REQUIS DE TRANSPORT ENTRE LA CHARGE LOCALE ET LE SERVICE DE POINT À POINT (en M\$)			
	2001	2005	Différentiel
Revenus requis reconnus totaux	2 609	2 591	.18
Charge locale	2 313	2 483	170
Ventes à court terme	16		
Service de point à point	280	108	-172

PROPOSITIONS CONCERNANT L'ALLOCATION DES COÛTS DE TRANSPORT :

Nous considérons la méthode d'allocation retenue par la Régie de l'énergie comme plus équitable et adéquate, et rejetons la proposition d'HQD de maintenir la méthode actuelle qui pénalise les consommateurs résidentiels, présentant un FU plus faible. Le fait que le Transporteur soit réglementé sur la base de ses coûts et que la procédure d'allocation de ses coûts soit adoptée par la Régie de l'énergie, justifie de maintenir la méthode de répartition fixée par la Régie, même si le critère de facturation diffère, rappelons que les modalités de facturation des clientèles de la charge régulière ne sont aussi pas directement reliés à la méthode d'allocation des coûts de service d'HQD.

Concernant la répartition du crédit de 81 M\$ nous pensons que cela doit se faire logiquement sur la base des coûts totaux de transport de la charge locale, car c'est un crédit issu des revenus de point à point de court terme, qui vise à réduire le fardeau de la charge locale dans son ensemble et de manière équitable.

Quant à l'allocation des frais de raccordement de la charge locale (364 M\$ liés aux postes abaisseurs et 53 M\$ de coûts pour le raccordement des clients haute tension, alloués par une approche différente) cela devrait se faire selon 1-NCP, ce qui constitue selon l'expert

Knetch (HQD-16 doc. 2, annexe 1, p. 23-24) la norme dans l'industrie nord américaine, le nombre d'abonnements ne présentant pas de lien avec ce type d'équipement.

c) Mesure et protection de l'interfinancement

HQD propose à titre exploratoire, de mettre fin à la protection de l'interfinancement en faveur du secteur domestique pour la partie consommation postpatrimoniale....Le Distributeur rappelle que cet exercice est réalisé à titre illustratif seulement et que sa proposition actuelle est d'appliquer aux tarifs un ajustement uniforme de 2,8 %.

HQD-12 doc. 1, p. 10-12 : "Or, les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs ne vont pas nécessairement continuer d'évoluer uniformément. Dans le contexte actuel de croissance importante des coûts marginaux de fourniture, les différences de caractéristiques de consommation entre les catégories pourraient accentuer les écarts de coûts qui leur sont alloués. De façon plus succincte, la proposition du Distributeur vise d'abord à maintenir les acquis de la clientèle domestique ; en ce qui concerne les coûts additionnels encourus pour desservir une clientèle, le Distributeur est d'avis que le respect de l'article 52.1 ne doit pas empêcher la causalité des coûts. Pour ce faire, lors d'une hausse tarifaire, il s'agit de récupérer, auprès de chacune des catégories de consommateurs, la croissance des coûts qui lui sont attribués. Ce faisant, l'interfinancement est maintenu en ce qui concerne les revenus prévus et requis des années antérieures tandis que la causalité des coûts est respectée pour les coûts à la marge de ces mêmes revenus requis."

HQD-12 doc. 1, p. 65-66 : Le Distributeur est d'avis que cette proposition permet de maintenir les acquis des clients domestiques en matière d'interfinancement tout en favorisant la causalité des coûts. Elle vise, lors des ajustements tarifaires, à récupérer auprès de chacune des catégories de consommateurs, la croissance des coûts qui lui sont attribués. Cela signifie donc des hausses tarifaires différenciées par catégorie de consommateurs ainsi qu'un indice d'interfinancement qui variera d'année en année.

TABEAU 30 INTERFINANCEMENT ET CAUSALITÉ DES COÛTS : ILLUSTRATION DE L'IMPACT DE LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR

	Interfinancement		
	Hausse tarifaire requisse en 2007	Avant hausse	Après hausse
	(%)	(%)	(%)
Domestique	4,1	81,1	82,1
Petite puissance	2,8	123,1	123,1
Moyenne puissance	1,6	131,4	129,9
Grande puissance	1,3	115,6	113,9
<i>Total</i>	2,8	100,00	100,00

On passerait ainsi d'une situation où la protection rigoureuse de l'interfinancement requerrait une situation inverse tel que le confirmait HQD en réponse à OC, à une situation où les consommateurs résidentiels écoperaient de hausses plus importantes :

(HQD-16 doc. 7, Question 68.b, p. 91-92) Please confirm that if HQD was to adopt differentiated rate increases by customer class so as to strictly maintain the 2007 cross subsidization indices equivalent to the 2002 (adjusted) benchmark, then the increase for domestic customers would be less than 2.8%.

Réponse: Ni la position du Distributeur, ni l'ensemble des décisions de la Régie à l'égard de l'interfinancement n'ont jamais indiqué le maintien de l'indice d'interfinancement au niveau de 2002. Néanmoins, si tel était le cas, cela pourrait en effet impliquer, d'année en année, des hausses ou des baisses différenciées par catégorie de consommateurs. En 2007, la hausse de la catégorie domestique serait inférieure à la hausse moyenne.

Après les décisions de la Régie en matière de mesure et de protection de l'interfinancement, et à la lecture même de la LRÉ (A. 52.1) qui ne fait pas de distinction entre la consommation patrimoniale ou passée et la consommation postpatrimoniale ou future nous considérons que le changement proposé par HQD serait une manoeuvre délibérée pour atténuer l'interfinancement car HQD reconnaît que cela accroîtra l'indice d'interfinancement du secteur domestique avec le temps (la consommation postpatrimoniale ou future n'étant plus interfinancée, contrairement à la partie patrimoniale ou passée). Nous pensons qu'il faudrait modifier carrément la LRÉ si l'on voulait rendre légale la proposition d'HQD.

Commission parlementaire sur le Plan stratégique 2006-2010 d'H.Q., Le jeudi 21 septembre 2006, 11 h 00 :

“Mme Dionne-Marsolais: Oui. On parle beaucoup, M. Boulanger, de l'interfinancement, hein, entre les différentes classes tarifaires. Dans votre plan, est-ce que j'ai mal lu ou si vous avez une réflexion sur l'horizon du plan? Est-ce qu'il y aura des modifications au niveau de l'interfinancement entre les classes tarifaires?

M. Boulanger (André): Non, il n'y a pas de modification d'interfinancement entre les classes tarifaires. C'est intégré dans la loi n° 116, l'interfinancement entre les classes tarifaires. Il y a des variations à l'intérieur des classes mêmes – lorsque j'expliquais, tout à l'heure, à M. le ministre les hausses tarifaires plus importantes sur le deuxième palier que le premier palier – mais, d'une classe tarifaire à l'autre, c'est le même niveau d'interfinancement...

M. Vandal (Thierry): Mais ce qui mérite d'être souligné, c'est que l'interfinancement aujourd'hui profite à la clientèle résidentielle de manière très, très significative et que, ça, c'était un des grands acquis que la loi n° 116 a voulu cristalliser au début des années 2000. Donc, la loi n° 116 a cet avantage également de cristalliser, et, dans les discussions à la Régie, bien sûr, là, ce cadre légal là est toujours présent.”

À la lecture des réponses des dirigeants d'H.Q. on a de la misère à saisir la portée de la proposition actuelle d'HQD, sommes nous ici en pleine contradiction ?

-Traitement du pass-on des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux: Changements méthodologiques ou effets prix/volume/revenu ?

Rép. à AQCI (HQD-16 doc. 3, p. 38) 21. Reference the “methodological change”

associated with the change in allocation of the generation deferral account:

a. Please confirm that the changed treatment of generation deferral costs is likely to have very different impacts from year to year, depending on whether costs are over- or under-recovered.

Réponse : Dans sa décision D-2006-34 en regard du suivi des balises de référence des indices d'interfinancement, la Régie acceptait la proposition du Distributeur d'enlever notamment les effets climatiques des données sous-jacentes au calcul des indices et d'utiliser par ailleurs des données budgétaires pour assurer la comparabilité de ces indices dans le temps. Sur ces bases, le compte de frais reportés devrait être soustrait du calcul

des indices ce qui permettrait d'assurer leur comparabilité. Ceci éviterait de subir l'impact du report dans la cause tarifaire de l'année subséquente du différentiel de coût de fourniture réel par rapport à celui prévu de l'année précédente. Voir également la réponse du Distributeur à la question 22.6 de l'ACEF de Québec (HQD-16, document 2).

Il faut par contre voir que la variation de la demande déborde de la seule considération des aléas climatiques, et donc on a à se demander comment traiter des aléas ou variations économiques, qui peuvent être de nature cycliques ou structurelles.

III) Le Plan global en efficacité énergétique (PGÉE) et les ménages à faible revenu

a) L'efficacité énergétique pour les ménages à faible revenu :

Retour sur la Stratégie énergétique 2006-2015 :

(p. 57) L'INTERVENTION EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE POUR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

Depuis 1999, et afin d'apporter une aide aux consommateurs d'énergie à faible revenu, l'Agence de l'efficacité énergétique offre le «Programme d'intervention en efficacité énergétique pour le bénéfice des ménages à budget modeste». Ce programme, gratuit pour les bénéficiaires, a été significativement bonifié depuis 2003.

- L'Agence propose gratuitement des conseils personnalisés et des services permettant d'améliorer l'efficacité énergétique du logement des ménages les moins fortunés. Les interventions incluent le calfeutrage et la pose d'économiseurs d'énergie.
- Le programme s'applique à l'ensemble du Québec. Il est offert aux ménages dont le revenu annuel est inférieur à un plancher qui varie selon le nombre de personnes composant le ménage (de 20 337 \$ pour une personne à 53 821 \$ pour sept personnes ou plus). En 2005-2006, plus de 6 000 ménages québécois s'en sont prévalu.
- Le programme comprend l'installation gratuite de thermostats électroniques dans les logements chauffés à partir d'un système de plinthes électriques à contrôle mural.
- Le programme s'applique à toutes les formes d'énergie. Pour ce qui est des ménages chauffant à l'électricité et au gaz naturel, il est en partie financé par Hydro-Québec et les distributeurs gaziers. De nouvelles améliorations seront apportées à ce programme au cours des prochains mois, notamment en collaboration avec les associations coopératives

d'économie familiale (ACEF).

(p. 97) LES PRIORITÉS D'ACTION

1) MIEUX RÉPONDRE À LA SITUATION DES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

- En s'assurant que la Régie de l'énergie, dans le cadre des requêtes tarifaires des distributeurs d'énergie déposées pour son approbation, demande que des études soient faites relativement aux impacts sur les ménages à faible revenu.

Après avoir posé diverses questions sur le rôle d'HQD à l'égard des ménages à faible revenu et sur l'impact des mesures d'économie d'énergie pour les ménages à faible revenu (voir notamment les réponses d'HQD à nos questions en HQD-16 doc. 2, et aux questions d'Option Consommateurs, en HQD-16 doc. 7) force est de constater qu'il reste beaucoup de chemin à faire chez HQD avant de connaître de manière sérieuses les impacts de ses programmes d'économie d'énergie, dont ceux ciblant les ménages à faible revenu.

HQD-16 doc. 2, p. 6 : Q. 3 : Impacts sur les clients à faible revenu :

(p. 6) 3.1. Quelle est la facture totale, relative et moyenne des ménages à faible revenu ? **Rép. HQD ne dispose pas de l'information demandée.**

3.2. Quel est le nombre et le % de ménages, totaux et à faible revenu, qui profiteront des mesures d'économie d'énergie et quelle proportion de la hausse tarifaire sera résorbée par les mesures en efficacité énergétique appliquées auprès des ménages, totaux et à faible revenu ?

Rép. HQD ne dispose pas de l'information demandée. Par ailleurs, l'impact de la hausse tarifaire sur la clientèle à faible revenu est documenté à la section 4.3.1.4 de HQD-12, document 1, pages 69 à 71 de 105.

Nous considérons qu'HQD ne répond pas adéquatement à la demande du gouvernement, dans sa stratégie énergétique, de réaliser des analyses d'impacts sur les ménages à faible revenu. L'analyse d'impact de la hausse tarifaire sur les ménages à faible revenu manque de profondeur, de rigueur et de nuances.

(p. 56) 26.2. HQD-13, Doc. 1 ACTIONS COMMERCIALES DESTINÉES À LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU

Pour chacun des déciles indiquez nous : le pourcentage de locataires, la taille moyenne du ménage et le % de déclarants (ménages déclarant payer directement leur facture d'électricité).

Réponse: Les dépenses annuelles fournies par Statistique Canada concernent uniquement les ménages qui paient leur facture d'électricité.

Les dépenses annuelles moyennes seraient grandement inférieures si tous les ménages étaient inclus. Par ailleurs, le Distributeur ne détient pas d'information sur le pourcentage de locataires et la taille moyenne du ménage en fonction du décile du revenu du ménage.

Normalement les données “pourcentage de locataires, la taille moyenne du ménage et le % de déclarants” peuvent aisément être obtenues sur demande auprès de Statistiques Canada, et nous sommes fort étonnés de la réponse d’HQD qui démontre un manque de connaissance et de collaboration sur le sujet.

Comme l’indique les seuils de faible revenu, les ménages plus nombreux sont associés à des seuils plus élevés, en sorte que les données par déciles fournies par HQD nous informent très peu sur la situation économique des ménages à faible revenu et sur leur niveau de consommation d’électricité : statistiquement les ménages à plus faible revenu sont en moyenne moins nombreux, plus souvent locataires et paient moins souvent leur compte d’électricité. Il n’est pas étonnant de retrouver des niveaux de consommation plus faibles dans les premiers déciles, cela n’est pas uniquement dû à la pauvreté économique, mais aussi au fait que les ménages plus pauvres sont moins nombreux et occupent des logements de plus petite taille. Le phénomène de la pauvreté est un phénomène multifactoriel et on ne peut le résumer uniquement en terme de niveau de revenu absolu ou de premier ou deuxième décile.

En ce sens là HQD si elle est sérieuse dans sa démarche a tout intérêt à approfondir la question :

1) d’une part elle devrait analyser plus en profondeur et plus rapidement les données tirées du diagnostic résidentiel, qui permet de faire des liens entre niveaux de revenu, taille du ménage, taille âge et type du logement, niveau de consommation et dépense en électricité.

2) Statistique Canada produit normalement des données tirées du recensement sur les coûts du logement et la dépense en électricité, que l’on peut relier à la taille et au revenu du ménage. Normalement le le “Fichier des ménages et du logement (fichier plat ASCII), Recensement de 2001 (fichiers de microdonnées à grande diffusion)” (# 95M0020XCB 1,000.00 \$, 30 juin 2006) devrait contenir les informations sur les dépenses en logement et en électricité (sinon il s’agit de faire des commandes spéciales).

b) Évaluation sommaire de l’impact des programmes d’économie d’énergie pour les ménages à faible revenu

Selon la réponse à une question d’O.C. (HQD-16 doc. p.123, Tableau R-85.A) les

programmes d'économie d'énergie ciblant les ménages à faible revenu coûtent 19,1 M\$, soit 18% des coûts des programmes pour le secteur résidentiel (HQD-16 doc. 2 p. 16), visent des économies de 25,1 GWh (Budget modeste AEÉ 8 GWh, Novoclimat 4,6 GWh, Rénovation logements sociaux 5,5 GWh, Rénovation logements communautaires et privés 7 GWh) en 2007, soit 8,3% des économies anticipées de 300,6 GWh pour l'ensemble du marché résidentiel.

Si on considère qu'il y a 400 000 ménages à faible revenu (sur un total de 500 000 ménages à faible revenus selon HQD, HQD 16 doc. 7, rép. à OC p. 9) potentiellement visés par ces programmes et que 20 000 ménages sont rejoints annuellement par les programmes ciblés alors 5% des ménages cibles profiteront de ces mesures ciblées (cela prendrait 20 ans pour faire le tour des ménages à faible revenu).

Admettons qu'en moyenne chaque ménage à faible revenu consomme 12 000 kWh/an, cela équivaut à une consommation annuelle de 4 800 GWh, ou 4,8 TWh, les économies de 25 GWh équivaldraient alors à 0,53% de la consommation des ménages à faible revenu.

Si ces ménages subissent en moyenne une hausse tarifaire de 2,5% alors environ 1/5 de la hausse appliquée aux ménages à faible revenu serait absorbée par les économies d'énergie. Dans les faits une petite proportion des ménages à faible revenu bénéficient des programmes ciblés : si 20 000 ménages profitent des économies de 25 GWh, avec une consommation moyenne de 12 000 kWh, ces 20 000 ménages économiseraient en moyenne 1 250 kWh par an ou 10,4% de leur consommation annuelle moyenne (cela permet d'absorber une partie des hausses tarifaires appliquées entre 2004 et 2007, totalisant 14,2%, avec une hausse de 2,8% en 2007).

c) Commentaires sur le PGEÉ :

Nous observons un niveau d'incertitude important en regard des taux de participation (voir HQD-16 doc. 2, rép. 38.2), des taux d'opportunité, des économies et de la rentabilité réelles obtenues par les diverses mesures, de la durée de vie des mesures appliquées des divers programmes d'économie d'énergie.

D'où l'importance de raffiner les modèles prévisionnels et la connaissance des diverses informations pertinentes à une analyse bénéfices-coûts ou une analyse de rentabilité sérieuse des mesures d'économie d'énergie.

D'où l'importance de réaliser des analyses de sensibilités sur les paramètres clés des analyses de rentabilité.

Il nous apparaît important de tenir compte des coûts globaux liés aux moyens de production électrique afin de comparer de manière équitable les programmes d'économies d'énergies aux diverses options de production d'électricité dans une approche de planification intégrée des

ressources.

Enfin il nous apparaît important de mesurer correctement les coûts véritables des économies d'énergie afin de s'assurer que des économies véritables sur la facture des consommateurs soient réalisées et ce de manière durable. Nous nous opposons à ce que l'on utilise de manière opportuniste les programmes d'économie d'énergie afin de justifier des hausses accrues des prix de l'électricité, sachant que déjà les programmes d'économie d'énergie ne permettent d'absorber qu'une portion très faible des hausses tarifaires pour l'ensemble des clientèles résidentielles, nommément pour les ménages à faible revenu. Pour les ménages à faible revenu qui profitent de mesures d'économies ciblées, nous avons évalué que cela ne couvre qu'une partie des hausses appliquées entre 2004 et 2007.

IV) Hausse tarifaire, stratégie tarifaire, compétitivité des tarifs d'électricité et impact pour les consommateurs

a) Hausse proposée et ajustement des composantes structurales

HQD propose à nouveau pour le tarif D, de geler la redevance (40,64/jour), et de hausser le prix de la 1^{ère} tranche d'énergie de 1,9% (à 5,32¢/kWh) et le prix de la 2^e tranche de 4,2% (à 7,12¢/kWh). Les tarifs généraux subissent des hausses des prix de l'énergie de 2,9% à 3,6%.

Encore ici le secteur domestique voit son prix de la tranche d'énergie supposément la plus élastique (quoiqu'HQD ne connaisse pas l'élasticité prix de cette composante tarifaire) subir une hausse plus importante que pour les autres catégories tarifaires alors même que les données fournies par HQD indiquent que ce prix d'énergie est plus rapproché de son coût marginal correspondant (HQD-12 doc. 1, p. 31) que ce n'est le cas des autres catégories tarifaires. On se questionne toujours à savoir si cela respecte l'exigence de maintien de l'interfinancement et tient compte de la nature essentielle du chauffage électrique, usage ciblé à mots couverts par HQD alors qu'elle reconnaît que la possibilité d'ajuster les besoins de chauffe suite à des hausses tarifaires est relativement limitée.

Les prix de la puissance augmentent de 1,6 à 2,9% pour les tarifs généraux versus 15,4 à 15,9% pour les tarifs résidentiels (HQD-12 doc. 4).

Commission parlementaire sur le Plan stratégique d'H.Q. 2006-2010 : jeudi 21 septembre 2006, 10 h 00 (révisé)

“M. Boulanger (André): Et, si on regarde la majorité des endroits en Amérique du Nord, sinon la totalité, c'est une gestion de la pointe mais pour des besoins d'été et non pas des besoins d'hiver, et les besoins d'été sont plus

faciles à moduler qu'un besoin en hiver. Autrement dit, de réduire sur la climatisation, c'est plus facile que de réduire sur le chauffage. Ça, c'est un premier élément... Deuxième élément aussi qu'il faut mettre dans toute l'équation économique, c'est les coûts d'approvisionnement en période d'hiver par rapport à en période d'été. Alors, on réalise qu'aujourd'hui s'approvisionner en hiver, à la pointe, coûte plus cher, c'est sûr, qu'en moyenne mais moins cher qu'à la pointe en été.”

Stratégie énergétique du Québec 2006-2015

(p. 58) LA «BONNE ÉNERGIE» AU «BON ENDROIT»

La nouvelle structure tarifaire de l'électricité, davantage progressive, enverra aux consommateurs québécois un meilleur signal de prix lorsqu'ils doivent choisir la source d'énergie qu'ils utiliseront pour se chauffer. Cette nouvelle structure tarifaire incitera ainsi à « utiliser la bonne énergie au bon endroit ». On doit en effet se demander s'il est toujours pertinent de systématiquement se chauffer à l'électricité.

- Le recours à d'autres formes d'énergie, telles le gaz naturel et le mazout, peut contribuer à réduire la pression sur la demande en électricité, particulièrement en période de pointe. De cette façon, le recours à de nouvelles sources de production d'électricité plus coûteuses serait retardé, ce qui procurerait un avantage précieux à l'ensemble des consommateurs.

(p. 56) AMÉLIORER LES SIGNAUX DE PRIX

Comme on l'a indiqué précédemment, le gouvernement ne souhaite pas remettre en question le prix du bloc patrimonial ni l'avantage qui lui est attaché pour les Québécois comme pour les entreprises du Québec.

Cela ne signifie cependant pas que rien ne peut être fait pour améliorer les signaux de prix dans le marché de l'électricité, dans une perspective d'efficacité énergétique accrue.

Le gouvernement demande donc à Hydro-Québec d'apporter deux séries de modifications à la structure des tarifs, tout en faisant en sorte que ces modifications n'entraînent pas d'augmentation des revenus d'Hydro-Québec et de la facture énergétique des consommateurs dans leur ensemble.

- Le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec propose à la Régie de l'énergie des façons d'accroître la progressivité de la tarification de l'électricité dans le secteur résidentiel, afin de faire en sorte que les derniers kilowattheures consommés soient facturés à un prix plus proche du coût réel des derniers approvisionnements que cela n'est le cas actuellement.

Au Québec, les consommateurs résidentiels sont soumis à une structure tarifaire de l'électricité comportant deux paliers. Le premier palier correspond à une consommation quotidienne de 30 kilowattheures, dont le prix est aujourd'hui fixé à 5,22 cents le kilowattheure. Au delà de cette consommation, les consommateurs sont soumis à un deuxième prix, défini actuellement à 6,83 cents le kilowattheure.

Le gouvernement demande à Hydro-Québec de soumettre à la Régie de l'énergie une nouvelle

structure tarifaire, comportant un écart de prix plus important qu'à l'heure actuelle entre les deux paliers, possiblement en augmentant simultanément le seuil actuel de 30 kW par jour, ou instaurant éventuellement un troisième palier, et cela, sans modifier le revenu global de la société d'État. Dans la nouvelle structure tarifaire, le prix correspondant au premier palier serait donc diminué. Une telle modification de la structure tarifaire aurait ainsi pour effet de diminuer la facture d'électricité des petits consommateurs et d'accroître celle des grands consommateurs qui n'auraient pas modifié leurs habitudes de consommation.

Des mesures seront conçues afin d'éviter que la modification de la structure tarifaire affecte certains grands consommateurs à faibles revenus. Ces mesures seront définies en fonction du scénario tarifaire retenu par la Régie de l'énergie.

(p. 57) • Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage. Le gouvernement demande à Hydro-Québec de présenter une demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007. Ces propositions ne devront pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des consommateurs.

Une telle tarification, déjà en vigueur ailleurs dans le monde, donnerait des outils au consommateur pour mieux contrôler sa facture d'électricité. Elle constituerait sans nul doute un excellent moyen de réduire la demande de pointe.

(p. 97) LES PRIORITÉS D'ACTION

1) MIEUX RÉPONDRE À LA SITUATION DES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

La pression à la hausse des prix de l'énergie et la volatilité du prix de certaines formes d'énergie préoccupent grandement le gouvernement du Québec, particulièrement au regard de la capacité des ménages à faible revenu d'y répondre adéquatement. À cet égard, le gouvernement souhaite la mise en place de certains ajustements, réglementaires ou autres, qui permettraient aux ménages à faible revenu connaissant des difficultés à supporter leurs coûts d'énergie de mieux faire face à leur situation.

- En faisant en sorte que les entreprises distributrices d'électricité titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité soient soumises, en période hivernale, à une interdiction d'interruption de service auprès des clients résidentiels dont le système de chauffage requiert l'électricité, dans les cas de non-paiement ou de non-conformité aux conditions d'une entente de paiement.

- En s'assurant que la Régie de l'énergie, dans le cadre des requêtes tarifaires des distributeurs d'énergie déposées pour son approbation, demande que des études soient faites relativement aux impacts sur les ménages à faible revenu.

- En demandant à la Régie de l'énergie d'encourager les distributeurs d'énergie à déployer des projets pilotes novateurs de mesures de soutien et d'aide aux ménages à faible revenu connaissant des difficultés de paiement de leur facture d'énergie. Le développement de ces projets devra s'inscrire dans une perspective de neutralité tarifaire à terme.

(p. 98) • En faisant en sorte que la Régie de l'énergie, lors de l'examen des conditions de service des distributeurs réglementés, s'assure d'une convergence vers les meilleures pratiques commerciales des distributeurs, notamment en matière de facturation, de recouvrement et de suspension d'alimentation.

* À la lumière des réponses d'HQD nous ne sentons pas de réelle volonté de répondre à la commande du gouvernement en regard d'un tarif à 3 tranches de prix d'énergie ou de la différenciation du seuil de consommation séparant les deux premières tranches de prix d'énergie (Voir les réponses à OC concernant la répartition des consommateurs par strate de consommation journalière (HQD-16 doc. 7, tableaux p. 71 et suivantes), selon les types de chauffage et les saisons de consommation et les réponses d'HQD démontrant un manque de volonté à vouloir préciser le seuil de la consommation de base ou de séparation entre les deux premières tranches d'énergie).

(HQD-16 doc. 1 p. 121-122) (p. 121) HQD-12. document 1, pages 37 et 38
Tableau 15- répartition mensuelle des besoins de base.

51.1 Veuillez indiquer si l'effet de la climatisation est exclu des consommations des mois d'été. Si non, veuillez fournir les consommations de base excluant l'effet de la climatisation.

Réponse: Les données du tableau 15 incluent les charges de climatisation qui ne peuvent être isolées de l'ensemble ???. Toutefois, il est important de rappeler que seulement 24 % des ménages climatisent et la climatisation est concentrée sur environ 45 jours d'été. La moitié des ménages qui climatisent est équipé de climatiseurs de fenêtre qui consomment annuellement entre 400 et 500 kWh. En guise de comparaison, plus de 50 % des ménages possèdent un congélateur dont la consommation annuelle est de 1 035 kWh. Un filtre de piscine sans minuterie consomme quant à lui 2 779 kWh. Voir [http://www.hydroquebec.com/résidentiel/mieux consommer/calcul_consom.html](http://www.hydroquebec.com/résidentiel/mieux_consommer/calcul_consom.html) pour plus de détail sur les consommations annuelles et la réponse (p. 122) à la question 58a de O.C. à la pièce HDQ-16, doc. 7.

51.2 Veuillez expliquer pourquoi les consommations de base des mois de septembre et d'octobre (évaluées à 24 kWh/jour) sont inférieures aux consommations de base des mois de juin, juillet et août (évaluées à 25 kWh/jour).

Réponse: La consommation associée aux activités ou besoins estivaux disparaît au cours des mois de septembre et octobre. On peut présumer qu'il s'agit de kWh associés, par exemple, aux ventilateurs, aux climatiseurs, aux réfrigérateurs et congélateurs qui fonctionnent plus lorsqu'il fait chaud, aux chauffe-piscine, aux filtres de piscine ou aux ventilateurs.

HQD-12, document 1, page 40, lignes 21 à 25.

« Toutefois, la répartition mensuelle ne permet pas de définir clairement les mois où le seuil devrait diminuer et ce, de façon significative. Compte tenu du risque

de facturer en 2e tranche des besoins de base, le Distributeur préfère maintenir le seuil de la 1re tranche à 30 kWh par jour, même en été.»

52.1 Veuillez commenter cette affirmation dans la mesure où, selon l'analyse présentée au tableau 15 de la page 38, les consommations de base des mois de juin à octobre ne sont pas supérieures à 25 kWh/jour. Le principe d'accorder une 1^{re} tranche à un prix inférieur ne garantit pas que tous les clients auront effectivement droit à un bas tarif pour leurs usages de base dont la demande est plus inélastique. En effet, les consommations présentées au tableau 15 sont des moyennes. Cela signifie que certains clients ont des consommations supérieures à 25 kWh/jour durant l'été et à 30 kWh/jour en hiver. L'un dans l'autre, en maintenant le seuil fixe (p. 123) à 30 kWh/jour toute l'année, le Distributeur s'assure de ne pas pénaliser indûment les clients qui se retrouvent dans cette situation et limite le risque de facturer en 2^e tranche des besoins pour lesquels la demande est plus inélastique.

Nous percevons aussi une ambiguïté chez HQD quant à la définition à donner au terme "besoins de base".

b) Please confirm that HQD has defined "basic uses" as all uses except electric space heating. If not, please clarify HQD's definition of "basic use".

Réponse: Voir la réponse du Distributeur à la question 58. ??? ne répond pas : reposer la question en audience ???

c) Please redo Table 15 (page 38) with basic use redefined to also exclude electric water heating. (Tableau sur la répartition mensuelle des besoins de base.

Réponse: Voir la réponse du Distributeur à la question 58. Voir également la réponse à la question 51.1 de la Régie (HQD-16, doc. 1). Cette réponse s'applique pour tous les usages de base pris individuellement.

(p. 80) HQD-12, Document 1, page 29, lines 1-5

58.a) Please explain why water heating is considered a basic use for electricity while space heating is not, given that there are substitutes available for both.

Réponse: Les tranches de consommation du tarif D permettent, avant toute chose, de facturer à un prix qui reflète les coûts marginaux, les kWh dont la demande est la plus élastique. Le prix de la 1^{re} tranche est une résultante qui permet d'atteindre les revenus requis (voir la page 14 de HQD-12, document 1). Le profil mensuel des clients qui ne chauffent pas à l'électricité a été utilisé pour déterminer cette 1^{re} tranche (voir réponse à la question 24.1 de la Régie).

Le Distributeur rappelle toutefois que, pour une forte majorité de

clients, tout comportement plus efficace d'un point de vue énergétique se traduira ultimement par une économie en 2^e tranche, que ce soit une réduction des kWh utilisés pour l'éclairage, pour les électroménagers, pour le chauffe-eau ou encore pour le chauffage des locaux. Ainsi, un client qui consomme en moyenne 40 kWh/jour en hiver, verra sa facture diminuer de 6,83 ¢ pour chaque kWh qu'il économisera, peu importe l'usage pour lequel il est consommé et ce, tant qu'il sera facturé en 2^e tranche. Voilà le signal de prix que le Distributeur veut donner.

Cette structure tarifaire à deux tranches permet de faire assumer une facture totale relativement plus importante aux plus gros consommateurs et une facture plus petite aux petits consommateurs dont les 30 premiers kWh/jour représentent une part relativement plus grande de la consommation totale. Le caractère redistributif de cette structure repose d'avantage sur le

(p. 81) niveau de la consommation que sur l'usage qui est fait des kWh qui se retrouvent en 1^{re} tranche.

Conséquemment, le Distributeur n'inclut ni n'exclut d'usages des 30 premiers kWh/jour.

Ajustement des composantes structurales :

T.9) Options d'ajustement des composantes tarifaires

	Redevance	Prix 1e tranche	Prix 2e tranche	Revenu Total
Quantités en M	3,14017	29687,448519	26930,551481	
Prix initial	40,64	5,22	6,83	
Revenus M\$	465,80	1549,68	1839,36	3854,84
Proposé HQD	40,64	5,32	7,12	
Revenus M\$	465,80	1579,37	1917,46	3962,63
Hausse	0,000%	1,916%	4,246%	2,796%
Hausse HQD modifiée	40,64	5,36616	7,06222	
Arrondi	40,64	5,36	7,06	
Revenus M\$	465,80	1591,25	1901,30	3958,34
Hausse	0,000%	2,682%	3,367%	2,685%
Hausse uniforme 2,8%	41,77792	5,36616	7,02124	
Arrondi	41,79	5,36	7,03	
Revenus M\$	478,98	1591,25	1893,22	3963,45
Hausse	2,830%	2,682%	2,928%	2,817%

Selon HQD (par ex. HQD-13 doc 1 p. 18-19 dans R-3541-04) l'ajustement des composantes tarifaires doit permettre d'amasser le revenu additionnel requis tout en respectant 2 contraintes

visant à assurer la simplicité tarifaire : 1) les prix d'énergie (en ¢/kWh) et de puissance (\$/kW) sont limités à deux chiffres après la virgule et 2) les prix exprimés sur une base mensuelle ou hebdomadaire doivent être divisibles par le nombre de jour correspondants. Ces contraintes permettent toutefois l'application de multiples ajustement des composantes tarifaires.

b) La stratégie tarifaire d'HQD :

HQD propose à nouveau d'étaler dans le temps des hausses de coûts, ici les hausses de coûts de transport de 2005 et 2006 (340 M\$ plus les intérêts). Aussi la hausse anticipée de transport pour 2007 n'est pas prise en compte, cette hausse serait placée dans un compte de frais différés pour être intégrés ultérieurement dans le revenu requis d'HQD. Par contre HQD propose d'appliquer dès 2007 le solde créditeur du pass-on des frais d'approvisionnements postpatrimoniaux de 2006 (-182 M\$) en révision de la méthode qu'elle avait proposé dans la précédente cause tarifaire.

Diverses simulations du traitement du compte de frais reportés ont été réalisées par HQT à la demande des intervenants. La Régie nous indique possiblement son orientation en la matière en demandant à HQD d'évaluer l'impact, sur les consommateurs résidentiels, de hausses tarifaires de 4% ou 5%, au lieu du 2,8% demandé par HQD pour avril 2007 (HQD-16 doc. 1, p. 128-130, R-57.1).

Si l'on disposait du compte de pass-on en 2008 seulement, la hausse tarifaire en 2007 serait de 4,8% au lieu de 2,8%, et la hausse en 2008 serait de 0,3% au lieu de 3,5%.

Si en plus la hausse des frais de transport de 2005 et 2006 était intégrée dans le revenu requis de 2007, la hausse serait alors de 8,7%, alors que la hausse de 2008 deviendrait -3,5%. Donc selon les choix de dispositions des divers compte de frais reportés lews hausses tarifaires pourront varier d'une année à l'autre, et les charges d'intérêt assumées par les clientèles varieront aussi. Si HQD n'imposait pas d'intérêt sur les compte de frais reportés le choix serait aisé, il s'agirait de lisser les hausses tarifaires afin d'aplanir les hausses tarifaires et éviter nommément des chocs tarifaires. Un mixe de disposition des comptes pourrait être établi de manière à lisser les hausses et minimiser les frais d'intérêts pour les clientèles.

c) Compétitivité des tarifs d'électricité d'H.Q.

1) Compétitivité relativement aux autres formes d'énergie

Force est de reconnaître que la hausse des dernières années des prix des combustibles ont permis à l'électricité d'améliorer sa position concurrentielle. Mais la situation pourrait évoluer

en sens inverse rapidement. En date du 10 octobre nous avons payé une livraison d'huile 57,9¢/litre, ce qui est inférieur au coût équivalent du kWh d'électricité en 2e tranche d'énergie en octobre 2006 (58,5¢/litre). On se rappelle qu'en 1998 l'électricité revenait plus cher pour le chauffage que le mazout ou le gaz naturel, ce qui avait motivé le gouvernement du Québec à geler les tarifs d'H.Q. et à faire réduire ses coûts d'opération. HQD a profité à ce chapitre de quelques années avantageuses, mais il n'est pas sûr que cela durera éternellement, d'autant que la compétitivité de l'électricité dans le secteur commercial et industriel n'est pas assuré.

2) Compétitivité des tarifs d'H.Q. relativement à ceux d'autres juridictions

Selon le prochain tableau Hydro-Manitoba et BC Hydro, 2 réseaux principalement hydroélectriques, offrent au 1er mai 2006 des tarifs plus avantageux pour les clients résidentiels, sur la gamme des niveaux de consommation comparés.

De même on observe que parmi les villes comparées, seule Montréal présente un écart aussi important entre les deux tranches de prix d'énergie.

Données pour les 6 villes non montrées au tableau

- 1) Halifax N.É. (Redevance = 10,83\$, 1 prix d'énergie = 10,13¢/kWh);
- 2) Englehart Ont. (Redevance = 18,55\$, 1er prix d'énergie = 10,65¢/kWh, seuil mensuel = 800 kWh, 2e prix énergie = 11,55¢/kWh, d'où un écart de 8,45% entre les 2 prix d'énergie);
- 3) Kenora Ont. (Redevance = 11,06\$, 1er prix d'énergie = 8,53¢/kWh, seuil mensuel = 750 kWh, 2e prix énergie = 9,33¢/kWh, d'où un écart de 9,4% entre les 2 prix d'énergie);
- 4) Régina Sask. (Redevance = 14,41\$, 1 prix d'énergie = 8,99¢/kWh);
- 5) Saskatoon Sask. (Redevance = 13,16\$, 1 prix d'énergie = 7,95¢/kWh);
- 6) Calgary Alb. (Redevance = 11,06\$, 1 prix d'énergie = 7,435¢/kWh);

**T. 10 Comparaison des factures mensuelles d'électricité et des structures tarifaires,
secteur résidentiel, 1er mai 2006 (Source : site Internet de Manitoba Hydro.)**

Villes / Consommation kWh ->	375	750	1000	2000	5000	1 421
Montréal	31,77 \$	51,34 \$	66,00 \$	134,30 \$	339,20 \$	94,75 \$
Winnipeg Man	27,68 \$	48,88 \$	63,02 \$	119,56 \$	289,18 \$	86,82 \$
Vancouver CB	26,32 \$	49,01 \$	64,13 \$	124,63 \$	306,13 \$	89,60 \$
St. Jean NB	43,55 \$	73,47 \$	90,06 \$	153,06 \$	342,06 \$	116,58 \$
Moncton NB	49,13 \$	80,52 \$	101,44 \$	172,96 \$	371,86 \$	134,57 \$
Charlottetown IPE	60,29 \$	99,03 \$	124,85 \$	209,59 \$	449,89 \$	163,21 \$
St. Jean TN	47,41 \$	79,12 \$	100,27 \$	184,85 \$	438,59 \$	135,88 \$
Edmonton Alb	46,07 \$	77,26 \$	98,05 \$	181,22 \$	430,73 \$	133,06 \$
Medicine Hat Alb	34,93 \$	63,82 \$	84,79 \$	168,69 \$	420,39 \$	120,12 \$
Toronto ON	50,18 \$	87,68 \$	114,48 \$	223,48 \$	550,48 \$	160,37 \$
Ratio p/r à Montréal						
Winnipeg Man.	87,1%	95,2%	95,5%	89,0%	85,3%	91,6%
St-Jean N.B.	137,1%	143,1%	136,5%	114,0%	100,8%	123,0%
Toronto	158,0%	170,8%	173,5%	166,4%	162,3%	169,2%
Vancouver C.B.	82,9%	95,5%	97,2%	92,8%	90,3%	94,6%
Structure tarifaire	Redevance	1er prix énergie ¢/kWh jusqu'à (kWh)		2ème prix énergie ¢/kWh Écart prix		Type structure
Montréal	12,19 \$	5,22	900	6,83	30,84%	Croissant
Winnipeg Man	6,25 \$	5,78	175	5,65	-2,23%	Décroissant
Vancouver CB	3,63 \$	6,05				Fixe
St. Jean NB	13,62 \$	7,98	800	6,30	-21,05%	Décroissant
Moncton NB	17,74 \$	8,37	1300	6,63	-20,79%	Décroissant
Charlottetown IPE	21,55 \$	10,33	1200	8,01	-22,46%	Décroissant
St. Jean TN	15,69 \$	8,46				Fixe
Edmonton Alb	14,88 \$	8,32				Fixe
Medicine Hat Alb	6,77 \$	7,51	668	8,39	11,71%	Croissant
Toronto ON	12,68 \$	10,00	800	10,9	9,00%	Croissant
Ratio p/r à Montréal						
Winnipeg Man.	51,3%	110,8%	19,4%	82,8%		
St-Jean N.B.	111,7%	152,9%	88,9%	92,2%		
Toronto	104,0%	191,6%	88,9%	159,6%		
Vancouver C.B.	29,8%	115,9%				
Sur 16 utilités comparées, 9 ont deux paliers de prix d'énergie, dont 4 sont décroissants; des 5 croissants, 4 ont moins de 12% d'écart entre les 2 prix d'énergie; Mtrl a le plus grand écart à 30,8%						

d) Impact de la hausse tarifaire pour les consommateurs

HQD-12 doc. 1 p. 69-71 : “Le Distributeur possède peu de données sur les revenus de ses clients résidentiels et les données des sondages réalisés à d'autres fins sont souvent incomplètes et non valides en ce qui concerne le revenu des répondants. Il s'agit en effet d'une question délicate à laquelle les répondants ne sont pas toujours enclins à répondre. En outre, le revenu d'un ménage n'est pas la seule variable qui détermine qu'un ménage soit ou non dans le besoin...

Afin d'évaluer l'impact de la hausse sur les clients à faible revenu, le Distributeur a utilisé les données de 2003 de Statistique Canada relatives aux dépenses des ménages. Ces données fournissent, par classe de revenu, la dépense annuelle pour plusieurs biens et services.”

HQD aurait pu faire produire les données de dépenses en électricité pour 2004, alors qu'il y a eu une hausse tarifaire supérieure à 4%, ou encore les dépenses pourraient être indexées jusqu'à 2007, de même que les revenus.

“Le tableau suivant fournit de façon très précise l'impact de la hausse tarifaire de 2,8 % par décile de revenu. Les impacts moyens sur la facture des ménages pour les 4 premiers déciles varient de 2 % à 2,5 %. Néanmoins, on remarque à l'intérieur de chaque décile une variation des impacts qui reflète la variation des dépenses. Par exemple, pour certains ménages des premiers déciles dont la facture en énergie est importante, l'impact peut dépasser la hausse moyenne de l'ensemble des clients. La proposition du Distributeur de hausser deux fois plus la 2^e tranche que la 1^{re} tranche en énergie signifie que les ménages qui ont une facture d'électricité importante — et donc consomment beaucoup de kWh en 2^e tranche — subiront une hausse supérieure à 2,8 %. Il s'agit principalement des ménages qui ont des revenus importants. De leur côté, les ménages qui ont une facture d'électricité plus petite — et donc consomment peu de kWh en 2^e tranche — subiront une hausse inférieure à 2,8 %. Il s'agit principalement des ménages à faible revenu. La proposition du Distributeur atténue donc en moyenne l'impact de la hausse tarifaire pour les ménages à faible revenu.”

Impacts absolus des hausses tarifaires : L'on remarquera que la dépense en électricité croît faiblement avec le revenu (HQD-12 doc. 1 p. 70 et 71), en partie du fait que les ménages plus riches sont en moyenne plus nombreux.

De plus le seuil de faible revenu des ménages nombreux peut surpasser le seuil de revenu du 4^e décile (35 552\$) en sorte qu'une famille nombreuse peut se retrouver dans le sixième décile tout en étant sous le seuil de faible revenu de Statistiques Canada. L'on remarquera aussi qu'HQD a limité à la borne maximale de 95% l'évaluation de la hausse tarifaire subie, le 5% restant subit majoritairement des

hausse supérieure à 3% pour l'ensemble des déciles.

Impacts relatifs : Une hausse de 2% des tarifs a un impact relatif plus important pour un ménage à faible revenu qui alloue 10% et plus de son revenu à la dépense électrique ($2\% \times 10\% = 0,2\%$ du budget accaparé par la hausse tarifaire) que pour un ménage riche qui n'alloue que 1% de son budget à l'électricité ($2\% \times 1\% = 0,02\%$). L'impact relatif est ici dix fois plus élevé pour le ménage à faible revenu que pour le ménage plus riche.

Mesures de mitigation des problèmes de paiement :

Le gouvernement du Québec préconise l'intensification des mesures ciblées d'économie d'énergie pour les ménages à faible revenu et le développement de nouveaux mécanismes pour réduire l'endettement et les difficultés de paiement des ménages les plus pauvres.

HQD nous indique que les coupures de services sont en hausse en 2006 (18848 au 30 septembre 2006, donc on peut s'attendre à au moins 20 000 coupures de services en 2006 versus 16 454 en 2005 (une hausse de plus de 21,5%). Le coût social des coupures de services et des problèmes de paiement devraient faire partie de l'analyse d'impact des hausses tarifaires sur les faibles revenus. Nous considérons aussi que l'analyse d'impact devrait considérer les revenus modestes et moyens, dont un bon nombre peuvent éprouver de la difficulté à payer leur compte d'électricité.

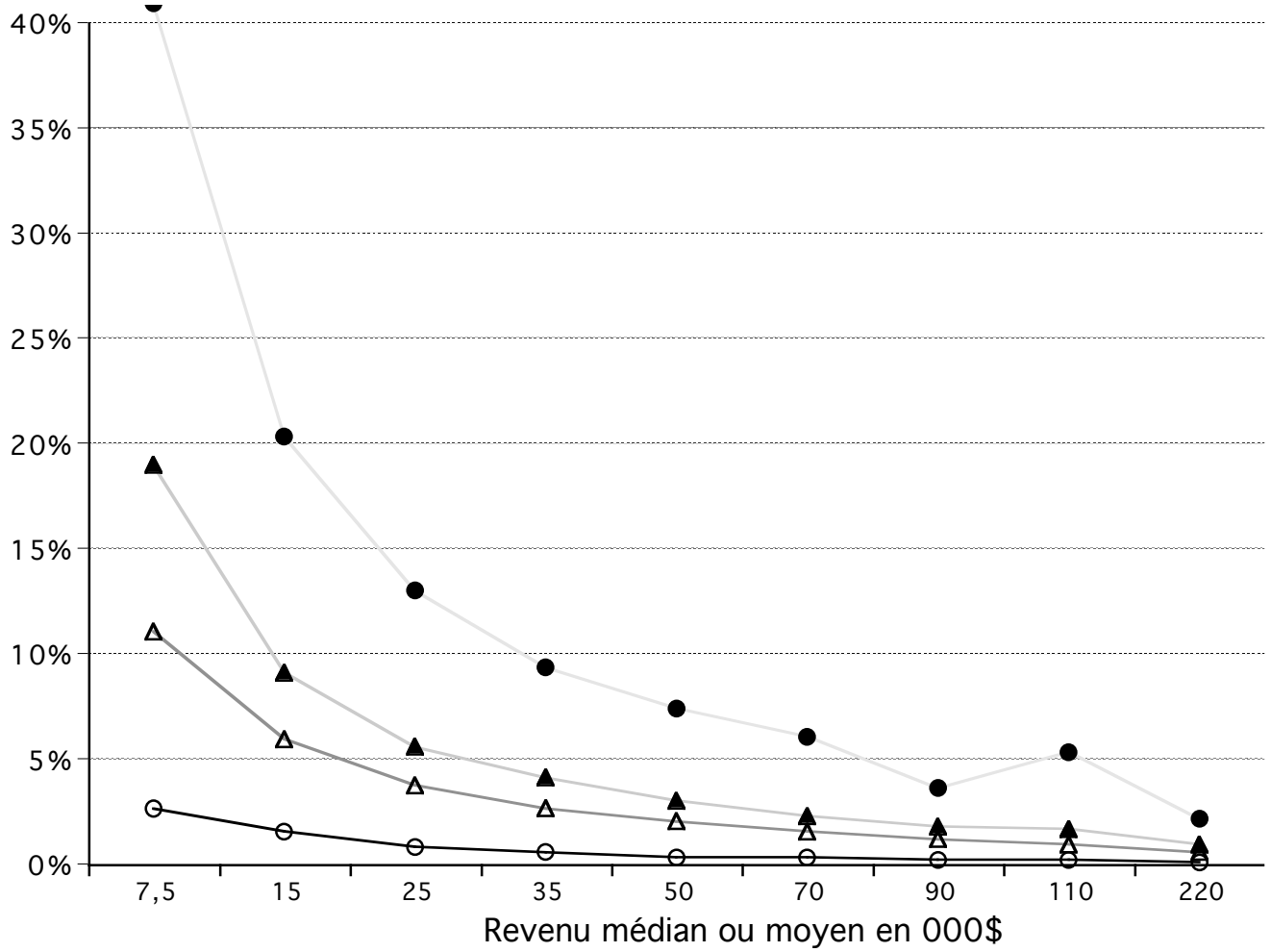
De même les mesures d'efficacité énergétique et les programmes de soutien des ménages à faible revenu ne doivent en aucun cas servir à légitimer des hausses tarifaires, qui doivent être justifiées que sur la base des coûts justifiés.

Enfin nous considérons qu'HQD doit intégrer les instances gouvernementales dans la démarche visant à développer de nouveaux mécanismes de soutien des ménages en difficultés de paiement ou éprouvant des difficultés de paiement, considérant que les problématiques en jeu sont multifactorielles et requièrent une action concertée des diverses instances concernées par les problèmes d'ordre psycho-socio-économiques, Parmi les moyens devraient se retrouver des mesures d'économie d'énergie, mais d'autres mesures de support économique et social.

Enfin les problématiques liés à l'accessibilité aux diverses formes d'énergie (gaz, pétrole, électricité) devraient être abordées de manière intégrée et concertée, et non traitées en vase clos, au détriments de clientèles moins bien desservies.

Tel que nous l'avons déjà montré (à partir des données de l'enquête sur les dépenses d'électricité des consommateurs, d'H.Q.) dans nos preuves antérieures la part du budget allouée à l'électricité peut devenir très importante si l'on effectue un découpage des catégories de revenu faible encore plus fin que le décile.

Part du revenu alloué à la dépense électrique 2002, chauffage électrique



1) Régressivité de la dépense en électricité et impact de la hausse

T. 11) Quantité d'énergie requise pour un confort minimal

Dispensaire diététique de Montréal, 2005 (prix gaz, mazout 2005 et tarifs élec. avril 2007):

Taille ménages	1	2	3	4	5	6	7	8
No. de pièces	2	3	4	4	5	5	6	6
Dépense électricité/an								
Éclairage-électro. kWh	900	1 272	1 656	2 196	2 484	2 952	3 312	3 672
Cuisson-chauffe-eau kWh	2 531	2 812	3 375	3 656	4 218	5 062	5 624	6 468
Chauffage kWh	7 781	12 838	17 118	17 118	21 397	21 397	25 677	25 677
Total kWh	11 212	16 923	22 148	22 970	28 100	29 411	34 613	35 817
Coût électricité/an + taxes	928 \$	1 391 \$	1 810 \$	1 873 \$	2 285 \$	2 385 \$	2 802 \$	2 894 \$
Coût/électricité per capita	928 \$	695 \$	603 \$	468 \$	457 \$	397 \$	400 \$	362 \$
% kWh au 2e prix d'énergie	34,5%	53,3%	62,7%	62,7%	68,4%	68,1%	71,9%	71,6%
Électricité base kWh/m	75	106	138	183	207	246	276	306
Gaz/mois pi cube	900	1000	1200	1300	1500	1800	2000	2300
Mazout radiateur Gal./an	200	330	440	440	550	550	660	660
Dép. énergie/Dispensaire	1091 \$	1539 \$	1938 \$	1991 \$	2383 \$	2458 \$	2855 \$	2922 \$
Prix mazout/litre utilisé =	0,69 \$			Composantes du tarif d'électricité D, avril 2007				
kWh/pied cube gaz =	0,23			Redevance annuelle	148,3 \$	kWh/mois	912,5	
kWh /Gallon huile =	38,90			Prix en \$ énergie 1	0,0532	énergie 2	0,0712	
kWh/litre huile =	8,56	Taxes = 13,95%						
Efficacité du chauffage à l'huile =	80,0%			Coût de l'électricité équivalent à 1 L d'huile ->			0,609 \$	
Efficacité gaz naturel =	80,0%			Écart consommation hors chauffage été-hiver			37,5%	
Mazout chauff. central G./an	300	450	600	600	750	750	900	900

Nous avons adapté notre modèle de consommation d'électricité pour tenir compte du caractère saisonnier des besoins de base (excluant le chauffage).

Selon HQD-12 doc. 1, p. 38) l'écart de consommation de base (excluant le chauffage) entre le mois de plus faible consommation et le mois de plus forte consommation est de 37,5% ($33/24 - 1$). Sans variation saisonnière de la consommation de base (seuls les besoins de chauffage variant dans l'année) la dépense pour une personne serait de 904\$ (-3\$ p/r à la variation saisonnière de 37,5% entre les mois de plus forte et de plus faible consommation de base, avec variation intermédiaire pour les autres mois) versus 2 762\$ pour 8 personnes (-35\$). Nous voyons du précédent tableau que la consommation électrique croît avec la taille du ménage et la taille du logement, mais moins vite que l'accroissement de la taille du ménage, entraînant une consommation per capita décroissante (de 907\$ pour une personne à 2797\$ pour 8 personnes. Le % de kWh facturé en deuxième tranche d'énergie croît avec la consommation totale du ménage et avec la taille du ménage et du logis. Les données pour le ménage de 2 personnes s'approchent de celles correspondant à la consommation moyenne au Québec chez H.Q..

Simulation de l'impact des hausses tarifaires proposées par HQD :

1) Évolution des composantes tarifaires selon deux scénarios : impact général sur les consommateurs (HQD-12 doc. 1, p. 34) :

T.12) Comparaison de deux scénarios d'ajustement de la grille tarifaire (tarif D)

	Redevance \$/jour	1 ^{er} prix énergie ¢/kWh	2 ^e prix énergie ¢/kWh	Écart entre 2 prix énergie
Structure tarifaire				
Fin 2003	0,39	0,0474	0,0597	25,95%
Avril 2006	0,4064	0,0522	0,0683	30,84%
Avril 2007 Hausse méthode HQD	0,4064	0,0532	0,0712	33,83%
Avril 2007 Hausse uniforme 2,8%	0,4178	0,0537	0,0702	30,84%
Avril 2010 Hausse méthode HQD	0,4064	0,0555	0,0776	39,82%
04/2010 hausse uniforme 2,8% puis 2%	0,4434	0,0569	0,0745	30,84%
Hausse 2007/2008				
Hausse selon la méthode HQD	0,00%	1,92%	4,25%	
Hausse uniforme 2,8%	2,80%	2,80%	2,80%	
Hausse 2006/2010				
Hausse selon la méthode HQD	0,00%	6,32%	13,62%	
Hausse uniforme 2,8% puis 2%	9,09%	9,09%	9,09%	
				21,37%
Hausse 2003/2010				
Hausse selon la méthode HQD	4,21%	17,09%	29,98%	
Hausse uniforme 2,8% 2007 puis 2%	13,68%	20,14%	24,81%	14,53%

La proposition d'ajustement tarifaire d'HQD fait croître plus rapidement la 2^e tranche de prix de l'électricité et l'écart entre les deux tranches d'énergie.

En 8 ans de 2003 à 2010 les tarifs d'électricité auront cru de 21,37% versus une inflation d'environ 14,53% au Québec (inflation de 2,2% en 2005, 1,5% en 2006 et 2% pour les autres années) d'où une perte de pouvoir d'achat d'environ 6,8%.

On peut voir aussi des 2 prochains tableaux que la stratégie tarifaire d'HQD, avec l'accroissement plus rapide de la deuxième tranche d'énergie, affectent plus fortement les familles nombreuses, plus grandes consommatrices d'électricité, ainsi que les propriétaires de maisons.

T.13) Impact des hausses et modifications de structure sur les ménages à faible revenu.

Taille ménages	1	2	3	4	5	6	7	8
No. de pièces	2	3	4	4	5	5	6	6
Coût total tout électrique av. taxes								
2003	822 \$	1 212 \$	1 565 \$	1 619 \$	1 965 \$	2 051 \$	2 402 \$	2 481 \$
2004	858 \$	1 266 \$	1 635 \$	1 691 \$	2 053 \$	2 143 \$	2 510 \$	2 592 \$
2006	907 \$	1 352 \$	1 755 \$	1 815 \$	2 211 \$	2 307 \$	2 709 \$	2 797 \$
2007 selon méthode HQD	928 \$	1 391 \$	1 810 \$	1 873 \$	2 285 \$	2 385 \$	2 802 \$	2 894 \$
2007 hausse uniforme 2,8%	932 \$	1 390 \$	1 804 \$	1 866 \$	2 273 \$	2 372 \$	2 784 \$	2 876 \$
2010 hausse selon HQD	975 \$	1 478 \$	1 934 \$	2 001 \$	2 449 \$	2 556 \$	3 010 \$	3 109 \$
2010 hausse uni. 2,8%/2%	989 \$	1 475 \$	1 914 \$	1 980 \$	2 412 \$	2 517 \$	2 955 \$	3 052 \$
Hausse 2007								
Selon méthode HQD	2,33%	2,89%	3,17%	3,18%	3,35%	3,35%	3,46%	3,46%
Hausse uniforme 2,8%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%
Hausse 2003-2010								
Selon méthode HQD	18,7%	21,9%	23,5%	23,6%	24,6%	24,6%	25,3%	25,3%
Hausse uniforme 2,8%/2%	20,4%	21,6%	22,3%	22,3%	22,7%	22,7%	23,0%	23,0%
Inflation 2005								
	2,2%	Inflation 2006		1,50%	Inflation 2004-2010			12,3%

T. 14) Consommation annuelle moyenne et impact des hausses tarifaires, clients types

	Facture annuelle 2006	Électricité consommée 1e tranche kWh/an	Électricité consommée 2e tranche kWh/an	Hausse 2007 proposition HQD	Hausse 2007-2010 proposition HQD
Non chauffés électricité	879,81 \$	7 226	5 187	2,5%	8,2%
Tous clients du tarif D	1 173,52 \$	8 650	8 399	2,8%	9,1%
Chauffant électricité	1 317,65 \$	9 349	9 975	2,9%	9,4%
Unifamiliale chauffée électricité	1 781,54 \$	10 910	15 574	3,1%	10,2%
Maison ancienne chauffée élec.	2 493,64 \$	10 910	26 000	3,5%	11,1%
	Redevance	énergie 1	énergie 2		
2006	0,4064	0,0522	0,0683		
2007	0,4064	0,0532	0,0712		
2010 (voir ci-haut)	0,4064	0,0555	0,0776		

Conclusion et principales recommandations :

Après analyse du dossier et évaluation des diverses propositions soumises par H.Q., nous soumettrons nos principales propositions en cours d'audience devant la R.égie de l'énergie.

Annexe 1) Éléments des rapports annuels d'H.Q. et prévisions 2005-2006

Année	Profit net	Rendement	Marge	Divi-	Hausse	Ventes	internes	électrici.	Ventes	totales	électricité
	redressé	avoir propre	bénéfice	des	tarifs	prix	ventes	revenu	prix	ventes	revenu
	pour perte change			au gouv.	moyenne	¢/ kWh	en TWh	en M\$	¢/ kWh	en TWh	en M\$
1978	523	20,0%	32,7%	0	18,7%	1,85	79,5	1 470	1,73	92,6	1 600
1979	746	22,9%	38,1%	0	13,7%	2,15	80,6	1 735	2,02	97,0	1 956
1980	746	18,6%	30,9%	0	13,3%	2,44	86,6	2 113	2,32	104,0	2 413
1981	559	12,0%	20,2%	7	10,6%	2,71	88,5	2 395	2,59	106,9	2 770
1982	800	15,0%	24,6%	7	16,3%	3,25	85,7	2 782	3,14	103,6	3 257
1983	707	11,7%	19,7%	60	7,3%	3,48	88,1	3 065	3,34	107,7	3 593
1984	301	4,7%	7,3%	156	3,4%	3,42	100,9	3 456	3,31	123,8	4 101
1985	209	3,2%	4,7%	0	2,5%	3,42	109,7	3 750	3,30	133,9	4 423
1986	303	4,4%	6,4%	0	5,4%	3,43	117,2	4 024	3,24	144,1	4 673
1987	508	7,0%	10,0%	0	4,6%	3,48	124,2	4 327	3,30	152,9	5 040
1988	619	8,0%	11,7%	300	3,9%	3,70	128,5	4 752	3,59	145,4	5 223
1989	565	7,0%	10,2%	182	4,3%	4,06	127,9	5 500	4,00	137,6	5 503
1990	404	4,8%	6,9%	0	7,4%	4,38	126,0	5 521	4,31	135,2	5 821
1991	760	8,4%	12,2%	0	6,9%	4,64	127,2	5 906	4,53	137,0	6 210
1992	724	7,4%	10,6%	0	3,5%	4,84	132,0	6 382	4,68	144,6	6 764
1993	761	7,2%	10,8%	0	1,5%	4,78	137,0	6 552	4,60	152,1	7 004
1994	667	5,9%	9,1%	0	1,0%	4,85	139,0	6 740	4,59	158,2	7 267
1995	390	3,3%	5,1%	0	0,3%	4,89	142,0	6 939	4,56	166,0	7 576
1996	520	4,3%	6,8%	0	1,3%	4,89	144,5	7 067	4,69	163,4	7 669
1997	792	6,2%	9,5%	357	1,6%	4,98	147,3	7 331	4,88	162,5	7 927
1998	690	5,2%	7,6%	279	1,6%	5,06	142,8	7 227	4,98	161,4	8 041
1999	919	6,7%	9,4%	453	0,0%	5,07	147,0	7 448	4,95	171,7	8 499
2000	1078	6,5%	8,2%	539	0,0%	5,10	152,8	7 794	5,35	190,1	10 174
2001	1108	4,4%	5,1%	554	0,0%	5,13	152,2	7 803	5,59	194,6	10 885
2002	1526	11,5%	13,0%	763	0,0%	5,12	158,6	8 112	5,44	212,8	11 578
2003	1931,0	13,2%	18,4%	965,5	0,0%	5,13	167,1	8 578	5,43	182,9	9 923
2004	2435,0	15,5%	20,4%	1350,0	4,0%	5,38	165,9	8 922	5,55	180,3	10 006
2005	2252,0	13,4%	20,7%	1126,0	0,9%	5,39	169,2	9 121	5,74	184,5	10 585
2006	2342	12,7%	19,6%	1171	4,00%	5,61	169,8	9 523	5,95	186,0	11 060
2007	2391,2	11,8%	18,2%	1195,6	2,10%	5,72	173,9	9 954	6,06	190,8	11 569
Moyenne	788,56	9,1%	13,7%	221,2	4,9%	4,13	126	5470	4,08	147	6292
Écart-Typ	491,16	5,4%	9,0%	349,44	5,3%	1,04	27	2262	1,13	32	2816
Hausse											
78-88	18,4%	-60,0%	-64,2%		-79%	100%	61,7%	223%	108%	57,0%	226%
88-98	11,5%	-35,0%	-35,0%	-7,0%	-59%	36,8%	11,1%	52,1%	38,7%	11,0%	54,0%
98-2007	247%	126%	139%	329%	31%	13%	22%	38%	22%	18%	44%
Prévision 2006: profit 2005 * (1+4%); produits totaux et actif propre +10%; ventes et rev. expor. +5%											
Prévision 2007 : profit 2005 * (1+2,1%); produits et actif propre +10%; ventes et revenu export. +5%											
Prévisions ventes au Québec : preuve HQD-2 doc. 1; hausse tarifaire 5,33% avril 2006, 2,8% avril 2007											

Annexe 2 : Description des clientèles tarifaires d'H.Q. (HQD-12 doc. 1 et 5)

2006-2007	No.	*** Par catégorie	****	**** Par abonnement	****	Prix kWh
Catégorie	abonnements	Consommation	Revenu	Consom.	Revenu	¢/kWh
		TWh	M\$/an	kWh	\$/an	
Résidentiel D, DM Total	3 140 329	56,622	3 909	18 031	1244,77 \$	6,90
Chauffage tout élec. 2005-2006						
Total	1 810 915	35,666	2433	19 695	1343,52 \$	6,82
Puissance non facturée	1 807 225	34,074	2322	18 854	1284,84 \$	6,81
Puissance facturée	3690	1,592	111	431 436	30081,30 \$	6,97
Chauffage autre 2005-2006						
Total	823 241	10,183	721	12 369	875,81 \$	7,08
Puissance non facturée	822 495	9,808	695	11 925	844,99 \$	7,09
Agricole 2005-2006						
Puissance non facturée	43 415	1,658	114	38 190	2625,82 \$	6,88
	42 356	1,396	96	32 959	2266,50 \$	6,88
Tarif DT						
Tarif DH 2002-03	119 292	2,61	141	21 879	1181,97 \$	5,40
	159	0,004	0,23	25 157	1446,54 \$	5,75
Total D/DM/DT						
	3 259 621	59,232	4 050	18 171	1242,48 \$	6,84
Tarif L/H Total						
	254	45,467	1971	179 003 937	7 759 843 \$	4,34
Commercial 2005-2006						
	40	1,958	98	48 950 000	2 450 000 \$	5,01
Industriel 2005-2006						
	154	37,411	1603	242 928 571	10 409 091 \$	4,28
Institutionnel 2005-2006						
	27	1,484	75	54 962 963	2 777 778 \$	5,05
Réseaux Municipaux 05/06						
	16	4,158	198	259 875 000	12 375 000 \$	4,76
Tarif M total						
	12 633	27,129	1830	2 147 471	144 859 \$	6,75
Agricole 2005-2006						
	30	0,031	2	1 033 333	66 667 \$	6,45
Commercial 2005-2006						
	6 638	11,59	786	1 746 008	118 409 \$	6,78
Industriel 2005-2006						
	2 838	8,573	574	3 020 789	202 255 \$	6,70
Institutionnel 2005-2006						
	2 156	3,961	278	1 837 199	128 942 \$	7,02
Résidentiel 2005-2006						
	29	0,063	4	2 172 414	137 931 \$	6,35
Tarif G Total						
	288 054	14,62	1275	50 754	4 426 \$	8,72
Agricole 2005-2006						
	345	0,023	2	66 667	5 797 \$	8,70
Commercial 2005-2006						
	187 801	9,329	795	49 675	4 233 \$	8,52
Industriel 2005-2006						
	6 528	0,434	38	66 483	5 821 \$	8,76
Institutionnel 2005-2006						
	19 209	1,17	102	60 909	5 310 \$	8,72
Résidentiel 2005-2006						
	531	0,04	4	75 330	7 533 \$	10,00
G facturé en puissance						
	18 784	4,228	352	225 085	18 739 \$	8,33
G non facturé puissance						
	269 270	10,392	923	38 593	3 428 \$	8,88
Grand Total						
	3 560 562	149,062	9267,23	41 865	2 603 \$	6,22
Sous Total 2002-03						
	3 321 083	133,615	7588,46	40 232	2 285 \$	5,68

Annexe 3

Données sur la production/consommation d'énergie dans le monde en 2004

International Energy Agency Key World Energy Statistics, 2006

Pays/Zone 2004	Population Millions	PNB G\$ 2000 PPA	Consom. totale électricité TWh	Offre énergie totale TEP/capita	Consom. électricité kWh/capita	CO2 t/capita	Offre totale d'énergie MTep
Monde	6 352	52 289	15 985	1,77	2 517	4,18	11 223
OCDE	1 164	29 493	9 548	4,73	8 203	11,09	5 508
Amérique latine	443	3 119	729	1,09	1 646	2,05	485
Afrique	872	1 997	477	0,67	547	0,93	586
Chine	1 303	7 219	2 094	1,25	1 607	3,66	1 626
Reste Asie	2 048	6 777	1 264	0,63	617	1,22	1 290
Islande	0,29	9,01	8,24	12,07	28 414	7,79	3,5
Australie	20,21	598,31	224,89	5,73	11 128	17,53	115,78
Allemagne	82,5	2 160,03	579,98	4,22	7 030	10,29	348,04
Brésil	183,91	1 385,12	359,56	1,11	1 955	1,76	204,85
Canada	31,95	946,9	548,79	8,42	17 177	17,24	269,05
P. Québec	7,53	201,17	191,68	6,27	25 456		47,20
Danemark	5,4	159,81	35,82	3,72	6 633	9,43	20,07
Finlande	5,23	146,51	87,73	7,28	16 774	13,17	38,09
France	62,18	1 678,33	478,1	4,43	7 689	6,22	275,17
G.B.	59,84	1 661,29	371,31	3,91	6 205	8,97	233,69
Italie	58,13	1 495,76	328,11	3,17	5 644	7,95	184,46
Japon	127,69	3 431,64	1 031,26	4,18	8 076	9,52	533,2
Norvège	4,59	175,91	113,17	6,03	24 656	7,91	27,66
Mexique	104	956,8	187,62	1,59	1 804	3,59	165,48
Suède	8,99	262,16	138,69	6,00	15 427	5,80	53,94
Russie	143,85	1 309,12	811,65	4,46	5 642	10,63	641,53
USA	293,95	10 703,9	3 920,61	7,91	13 338	19,73	2 325,89

Données sur la consommation finale d'énergie 2004

Région->	Canada	Atlantique	Québec	Ontario	Manitoba	Saskat.	Alberta	C.B.
Données 2004								
PIB réel G\$97	1 044,3	64,7	221,9	438,4	33,2	30,9	129,3	127,3
En % du PIB national	100,0%	6,2%	21,2%	42,0%	3,2%	3,0%	12,4%	12,2%
Population en M	31,905	2,344	7,530	12,390	1,168	0,998	3,192	4,117
En % de pop. nationale	100,0%	7,3%	23,6%	38,8%	3,7%	3,1%	10,0%	12,9%
Résidentiel								
No. ménages en M	12,42	0,92	3,16	4,65	0,44	0,38	1,20	1,6456
Cons. énergie totale PJ	1420,40	93,90	346,80	544,10	48,10	44,90	189,50	144,90
Cons. électricité PJ	543,70	47,60	209,40	163,00	21,70	10,30	27,50	63,10
Commercial								
Surface plancher M m2	579,70	40,00	109,00	221,00	25,00	21,00	83,00	75,00
Cons. énergie totale PJ	1170,50	79,10	247,50	456,30	47,00	47,20	172,30	114,20
Cons. électricité PJ	481,60	30,70	128,40	191,50	15,80	13,70	50,50	48,50
Industriel								
Cons. énergie totale PJ	3565,00	186,50	796,30	1117,20	83,10	174,40	792,70	487,50
Cons. électricité PJ	663,00	56,30	344,40	136,10	26,80	32,70	38,50	94,80
Prod. hydro. électricité PJ	119,00	5,70	73,50	5,30	0,00	0,00	0,00	34,70
Usage non énergétique PJ	1009,00	8,90	118,80	310,40	4,00	31,00	484,00	20,00
Transport								
Transport énergie totale PJ	2651,40	220,40	500,20	877,70	89,80	124,60	431,70	389,70
Transport électrique PJ	14,00	0,00	1,00	1,60	2,90	5,20	2,70	0,70
Cons. totale énergie PJ	8807,30	579,90	1890,80	2995,30	268,00	391,10	1586,20	1136,30
En % de cons. nationale	100,0%	6,6%	21,5%	34,0%	3,0%	4,4%	18,0%	12,9%
Cons. Totale électricité	1702,30	134,60	683,20	492,20	67,20	61,90	119,20	207,10
Achat électricité PJ	1583,30	128,90	609,70	486,90	67,20	61,90	119,20	172,40
Achat électricité TWh	478,00	35,96	170,60	136,90	18,60	17,20	50,20	47,80
Énergie totale/capita	276,05	247,40	251,10	241,75	229,45	391,88	496,93	276,00
Électricité totale/capita	53,36	57,42	90,73	39,73	57,53	62,02	37,34	50,30
Énergie résid./capita	44,52	40,06	46,06	43,91	41,18	44,99	59,37	35,20
Électricité résid./capita	17,04	20,31	27,81	13,16	18,58	10,32	8,62	15,33
Répartition cons. énergie								
Résidentiel	16,13%	16,19%	18,34%	18,17%	17,95%	11,48%	11,95%	12,75%
Commercial	13,29%	13,64%	13,09%	15,23%	17,54%	12,07%	10,86%	10,05%
Industriel	40,48%	32,16%	42,11%	37,30%	31,01%	44,59%	49,97%	42,90%
Transport	30,10%	38,01%	26,45%	29,30%	33,51%	31,86%	27,22%	34,30%
Répartition consommation électricité								
Résidentiel	31,94%	35,36%	30,65%	33,12%	32,29%	16,64%	23,07%	30,47%
Commercial	28,29%	22,81%	18,79%	38,91%	23,51%	22,13%	42,37%	23,42%
Industriel	38,95%	41,83%	50,41%	27,65%	39,88%	52,83%	32,30%	45,77%
Réf. : Perspectives énergétiques du Canada, scénario de référence de 2006								
Électricité Transport : inclut l'électricité pour le transport par pipeline 10,7 PJ en 2004								

Consommation d'énergie secondaire, secteur résidentiel 2004

Région->	Canada	Atlantique	Québec	Ontario	Manitoba	Saskat.	Alberta	C.B.
No. ménages en millions	12,375	0,921	3,17	4,591	0,443	0,3767	1,1987	1,6426
% locataires	30,9%	18,3%	45,8%	28,6%	23,5%	15,6%	18,9%	30,3%
Consom. totale énergie PJ	1420,8	94,5	350,9	544,8	48,3	44,7	189,4	144,6
% électricité	38,3%	50,4%	59,7%	29,9%	45,0%	23,1%	14,5%	43,7%
% Gaz	45,80%	0,80%	7,90%	61,60%	48,40%	69,80%	84,40%	50,20%
% Mazout	7,5%	31,1%	14,2%	4,2%	0,3%	1,5%	0,0%	0,9%
Chauffage des locaux PJ	811,1	57	207,3	315,3	25,6	26,5	110,4	66,7
% électricité	19,4%	28,4%	38,4%	11,4%	25,4%	5,8%	3,2%	21,1%
% Gaz	54,6%	1,4%	9,3%	74,8%	62,4%	82,8%	95,1%	66,0%
% Mazout	11,4%	41,4%	21,6%	6,6%	0,5%	2,4%	0,0%	1,7%
Chauffage de l'eau PJ	347,7	19,8	76,3	129	12,1	10,8	56	43,5
% électricité	37,2%	68,9%	82,3%	22,5%	38,8%	13,5%	3,7%	35,4%
% Gaz	58,5%	0,0%	10,6%	75,5%	60,5%	85,1%	96,0%	64,0%
Appareils ménagers PJ	185,5	13,3	50,3	66,2	7,8	5,6	17,4	24,4
Éclairage	63,8	4,4	15,3	25,1	2,4	1,7	5,5	9,2
Climatisation	12,7	0	1,7	9,6	0,4	0,1	0,1	0,8
Surface de planchers M P2	1545	111	344	627	50	44	146	220
% logis à plinthe/thermopompe	31,3%	37,5%	61,7%	18,1%	32,0%	5,9%	3,6%	30,6%
Indice degrés-jours chauffage	0,95	1,22	1	0,93	1	0,98	0,91	0,84
Moyenne indice 1990-2004	0,95	1,45	0,96	0,94	0,97	0,96	0,95	0,92
Écart Type indice 1990-2004	0,051	0,461	0,06	0,069	0,064	0,061	0,061	0,053
Indice degrés-jours réfrigération	0,94	1,03	0,88	0,9	0,4	0,42	1,07	3,53
Moyenne indice 1990-2004	1,14	0,99	1,05	1,2	0,95	0,94	1,05	1,57
Écart Type indice 1990-2004	0,292	0,048	0,265	0,365	0,352	0,351	0,494	0,803
Chauffage appartements PJ	102,8	3,612	45,1	36	1,9	1,2	8,3	6,5
% appart. Chauffé élec.	52,5%	57,7%	82,8%	29,9%	53,6%	10,9%	6,4%	49,1%
Surface appartements MP2	323	14	119	115	8,259	5	19	41
ÉMISSIONS TOTALES GES sauf électricité (Mt éq CO2)								
tous usages (Mt éq CO2)	43	2,6	6,2	19	1,2	1,8	8,1	3,9
chauffage locaux	31,5	2,1	5,5	13,9	0,9	1,3	5,3	2,5
Min. Ressources naturelles du Canada, site Internet, données en format Excel								