La proposition tarifaire 2006 d'HQD dans une perspective de développement durable

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ D`HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2006-2007

Mémoire du
Groupe de recherche appliquée en macroécologie
(GRAME)

Par Jean-François Lefebvre
et Thomas Dandres

déposé le 17 novembre 2005
à la Régie de l'énergie
Cause R-3579-2005

GRAME-1, document 1

Résumé et recommandations

Le présent mémoire, ainsi que notre mémoire sur la tarification différenciée et les compteurs avancés (pièce GRAME-2, doc. 1), et leurs annexes, constituent la preuve spécifique au GRAME dans le présent dossier concernant la proposition relative à l'établissement des tarifs d'électricité du Distributeur pour l'année tarifaire 2006-2007. À ces documents s'ajoutent les quatre documents sur les compteurs avancés déposés en tant que preuve commune par le GRAME et SÉ-AQLPA.[1]

Suite à l'analyse de la preuve déposée par le Distributeur, le GRAME fait les recommandations suivantes :

1. La prévision de la demande :

- Bien que le Distributeur affirme avoir ajusté ses prévisions de la demande afin de tenir compte des prix des combustibles qui sont largement supérieurs à ses prévisions initiales, les hausses de la consommation qui sont anticipées demeurent très modestes.

- Le Distributeur prévoit maintenant des hausses respectives de 10 GWh pour 2005 et de 35 GWh pour 2006 pour l'ensemble des secteurs. Ces hypothèses semblent toutefois faibles comparativement aux 175 GWh mentionnés par la Régie, pour l'impact d'une hausse de 25 % du prix des combustibles fossiles. Et il s'agit de la hausse prévue dès la première année, et ce, uniquement pour les secteurs Général et Institutionnels.[2]

- Le Distributeur opte maintenant pour une température de référence de 18°C plutôt que celle de 15°C utilisée antérieurement afin de répartir mensuellement les besoins de chauffage des locaux du secteur *Domestique et agricole*.

- Le GRAME considère que le Distributeur n'a aucunement apporté dans le présent dossier de justification au changement méthodologique proposé. Si le Distributeur préfère attendre au dépôt du plan d'approvisionnement 2008-2017 pour justifier un tel changement, il serait logique que la température de référence de 15°C soit conservée – notamment dans le présent dossier tarifaire - jusque ce que la Régie ait évalué la justification d'un tel changement et l'ait entériné en bonne et due forme

2. Balisage et efficience du Distributeur

- D'une manière générale, l'analyse des indicateurs d'efficience tend à démontrer une tendance à l'amélioration dans la gestion du Distributeur.

- Le GRAME considère que des gains demeurent réalisables – notamment au niveau de la relève des compteurs – tout en déplorant l'absence d'indicateurs environnementaux.

3. Les principes réglementaires et comptables

[1] Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique.
[2] D-2005-178, p. 7.

- Le GRAME constate une certaine légitimité dans le principe du transfert des coûts de fourniture postpatrimoniaux, mais s'inquiète de la possibilité de biais susceptible de favoriser les centrales thermiques lors des appels d'offres.

- Le GRAME considère que l'utilisation de l'approche globale pour la répartition des coûts postpatrimoniaux risque d'être incontournable.

- Le GRAME ne remet aucunement en question le principe de l'utilisation d'un mécanisme d'étalement des tarifs. Celui-ci doit toutefois servir à éviter d'avoir une forte hausse une année suivie d'une hausse très modeste voire même d'une baisse tarifaire (en terme réelle) l'année suivante. Nous sommes toutefois totalement opposés à un mécanisme qui serait utilisé pour faire reconnaître des coûts tout en transférant constamment ceux-ci aux années subséquentes.

4. Les budgets d'investissements

- Plusieurs indices tendent à démonter que des investissements majeurs sont à prévoir au cours des prochaines années : des investissements pour sécuriser le réseau, le report de divers investissements souhaités par Hydro-Québec et l'implantation nécessaire de compteurs avancées (telle que démontrée dans le mémoire GRAME-2, doc. 1 ainsi que dans la preuve commune déposée avec SÉ-AQLPA sous la cote GRAME-3, documents 1 à 4).

5. Gérer la hausse des coûts d'approvisionnement

- L'utilisation de compteurs avancés et autres mesures de gestion de la demande (DSM) et d'efficacité énergétique auraient pu permettre au Distributeur de réduire substantiellement ses coûts d'approvisionnement. La part croissante de l'énergie non patrimoniale dans les coûts justifierait notamment l'implantation de compteurs avancés et l'évaluation de scénarios de tarifications différenciées dans le temps et en temps réel.

- Le GRAME appuie entièrement le rapport présenté en tant que pièce GRAME-2, doc. 1 et propose que le Distributeur commence l'implantation de compteurs avancés, dû moins dans les nouveaux développements lorsque ceux-ci sont suffisamment concentrés. Une évaluation de ce que pourrait représenter une stratégie d'implantation progressive devrait être étudiée d'ici la prochaine cause tarifaire.

6. La proposition tarifaire

- La hausse réelle des coûts n'est certes pas de 3 %, ni même de 5,3 %, mais plutôt de 8 %, si on considère les hausses demandées par le Transporteur (en supposant environ 2 % pour 2006 et un autre 2 % rétroactif pour 2005, que nous supposons ici amortis sur trois ans, de 2006 à 2008).

- Si on considère une hausse de tarifs de 3 % relativement à une hausse des revenus requis additionnels de 8 %, cette hausse ne permet pas « de récupérer dès 2006, 56 % des revenus requis additionnels »[3], comme le prétend le Distributeur, mais seulement environ 38 % de ceux-ci.

[3] HQD-1, doc. 1, p. 11 de 21.

- Le GRAME ne croît aucunement au scénario du Distributeur qui prévoit que les hausses des coûts futurs seront limitées à 2 % annuellement.

- Le GRAME recommande le rejet de la stratégie tarifaire proposée par le Distributeur. Nous suggérons à la Régie d'opter pour une ou l'autre des options suivantes :

    a. Appliquer au 1er avril l'ensemble des coûts reconnus du Distributeur, de 5,34%, majorés des frais de transport pour 2006 (d'environ 2 %), mais en acceptant de mettre les frais de transport rétroactifs à 2005 dans un compte de frais reportés.

    b. Limiter la hausse à 5,34 % en intégrant les hausses des coûts de transport dans un compte de frais reportés qui ne pourrait être amorti sur plus de cinq ans.

- Le GRAME appuie fortement la proposition du Distributeur qui recommande que la hausse soit différenciée, avec un gel de la redevance d'abonnement et une accentuation du seuil entre le 1er et le 2e palier. Cette réforme tarifaire permettra d'accroître l'effet incitatif envers l'efficacité énergétique tout en réduisant les impacts tarifaires sur les ménages à faibles revenus. La hausse différenciée, en maintenant les paliers actuels, demeure valable quelque soit la hausse de tarifs qui sera autorisée par la Régie.

- L'ajout éventuel d'un troisième palier, que nous avions recommandé dans le cadre de la cause R-3541-2004 ne nous semble pas applicable lors du présent dossier tarifaire à cause de l'ampleur des hausses de tarifs qui sont proposées, en considérant notre proposition de hausse d'au moins 5,34 %. L'adoption d'un troisième palier réduirait globalement l'impact pour les faibles revenus (hausse de 2,4 % pour les locataires par exemple, dans le cas d'une hausse moyenne de 5,34 %), mais induirait une hausse trop importante (de plus de 15 %) dans la catégorie grands clients du tarif D et DM (notamment pour les agriculteurs).

- Par contre, si la Régie limite la hausse à 3 %, comme le demande le Distributeur, l'ajout d'un 3e palier devient envisageable. L'impact chez les locataires passe ainsi à 1,4 %.

Liste des pièces déposées au 17 novembre 2005

R-3579-2005

Groupe de recherche appliquée en macroécologie

GRAME-1 doc. 1	Mémoire du GRAME sur le dossier tarifaire 2006 d'HQD par Jean-François Lefebvre et Thomas Dandres
GRAME-1 doc. 2	Sondage revenus VS consommation d'électricité
GRAME-2 doc. 1	Mémoire sur la tarification différenciée et sur les compteurs avancés par Nicole Moreau pour le GRAME
GRAME-2 doc. 2	*« Demand Response in Ontario »*, Présentation de M. Peter Fraser du Département *« Strategic Planning and Policy Development* », de la Commission de l'énergie de l'Ontario en avril 2005
Preuve commune GRAME / SÉ-AQLPA	
GRAME-3 doc. 1 (et SÉ-AQLPA-6, doc. 1)	Testimony of Don Thorne from Milton Hydro Distribution
GRAME-3 doc. 2 (et SÉ-AQLPA-6, doc. 2)	Milton Hydro – The Conservation Meter. Summer 2005
GRAME-3 doc. 3 (et SÉ-AQLPA-6, doc. 3)	The Consumer Benefits of Interval Metering: prepared by Marion Fraser of Fraser & Company and Judy Simon of INDECO Strategic Consulting for the Canadian Energy Efficiency Alliance, no dated (2004)
GRAME-3 doc. 4 (et SÉ-AQLPA-6, doc. 4)	Projet de Loi 21, Ontario: « *Loi de 2005 sur la responsabilité en matière de conservation de l'Énergie »,* première lecture au 3 novembre 2005.

TABLE DES MATIÈRES

1 Prévision de la demande 8

1.1 La sous-estimation des prix des combustibles et de leur impact 8

1.2 Critère de température et méthode de répartition des coûts 9

2 Balisage et efficience du distributeur 12

2.1 Analyse des travaux de balisage 12

2.1.1 Service à la clientèle 13
2.1.2 Distribution 14
2.1.3 Acquisition 14
2.1.4 Matériel, Immobilier, Matériel de transport 15
2.1.5 Solutions Informatiques 15
2.1.6 Bureautique 15
2.1.7 Centre d'appel 17

2.2 Choix des indicateurs et évolution de l'efficience globale du distributeur 18

3 Les principes réglementaires et comptables 19

3.1 Le principe du transfert des coûts de fourniture postpatrimoniaux 19

3.2 La répartition des coûts de fourniture postpatrimoniaux 20

3.3 Les limites de l'utilisation d'un mécanisme d'étalement des tarifs 20

4 Les budgets d'investissements 21

4.1 L'enfouissement des lignes 21

4.2 L'implantation des compteurs avancés 21

4.3 Les investissements annoncés par le Distributeur 21

5 Gérer la hausse des coûts d'approvisionnement 22

5.1 La hausse des coûts d'approvisionnement et des revenus requis 22

5.2 Gérer la demande pour réduire les coûts d'approvisionnement 22

6 La proposition tarifaire 24

6.1 Une hausse de 3 %, où l'art de pelleter les coûts en avant! 24

6.1.1 Quels sont les vrais hausses de tarifs? 24
6.1.2 Pour une utilisation adhéquate d'un compte d'étalement tarifaire 25
6.1.3 Les hausses de tarifs proposés 26

6.2 La vérité des prix, une nécessité 26

6.2.1 Un impératif du développement durable 26
6.2.2 Des hausses faibles comparées aux autres sources d'énergie 27
6.2.3 Des tarifs raisonnables comparés aux autres marchés 28

6.3 Le GRAME appuie une hausse différenciée des tarifs 30

6.3.1 Pour un gel de la redevance et une hausse différenciée des tarifs 30
6.3.2 Le GRAME suggère d'envisager l'ajout d'un 3^{e} palier 31
6.3.3 Une hausse différenciée pour aider les ménages à faibles revenus 33

Conclusion 34

1 Prévision de la demande

Le GRAME désire porter deux points à l'attention de la Régie : le premier concerne la sous-estimation de l'impact de la montée du prix des combustibles, tandis que le deuxième touche le choix de la température de référence servant à évaluer les besoins de chauffage et à allouer les coûts associés.

1.1 LA SOUS-ESTIMATION DES PRIX DES COMBUSTIBLES ET DE LEUR IMPACT

Dans sa décision D-2005-178 (p. 7), la Régie accepte la prévision de la demande à long terme proposée par le Distributeur dans son plan d'approvisionnement 2005-2014 (R-3550-2004). Elle souligne toutefois que celle-ci demeure sous-évaluée à court terme :

> « Pour l'année 2005, la Régie observe que les ventes du Distributeur dépasseront probablement celles prévues au scénario moyen. » (D-2005-178, p. 6)

Plusieurs facteurs pourraient tendre à favoriser une croissance de la demande légèrement supérieure à celle envisagée par HQD a dans le présent dossier, notamment s'il n'a pas ajusté ses prévisions aux nouvelles réalités, dont la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel.

Le GRAME avait d'ailleurs, dans sa preuve déposée pour la cause R-3550-2004, souligné que la croissance de la demande était sous-évaluée dans la prévision du Distributeur, notamment à cause des hypothèses retenus concernant les prix des combustibles (R-3550-2004, GRAME-1, doc. 1, p. 13 de 23) :

> « Nous prévoyons que la mise en œuvre de politiques visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre devrait tendre à accroître le prix des combustibles fossiles. Dans le cas du gaz naturel particulièrement, l'effet se fera particulièrement sentir à cause d'une demande accrue de gaz comme substitut aux autres produits pétroliers. »

Hydro-Québec a déjà, dans le cadre de l'audience R-3470-2001, entériné notre hypothèse en répondant à une de nos questions, :

> « Cette hypothèse rejoint du reste le scénario fort dans lequel on fait davantage appel au gaz naturel pour la production d'électricité. Plusieurs raisons peuvent conduire à ce recours accru au gaz naturel, notamment : la ratification des accords de Kyoto, qui entraîneraient une substitution du charbon par du gaz naturel dans la production électrique, ou l'arrêt prématuré de certaines centrales nucléaires. » (R-3470-2001, HQD-4, Doc. 5, p. 3 de 14)

Dans sa Décision (D-2005-178, p. 7), la Régie endosse clairement cette analyse :

> « (…) la position concurrentielle de l'électricité à court terme est sous-estimé par le Distributeur. Celui-ci retient un prix pour le pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)

de 36,35 $US/baril pour l'année 2005 alors que l'Energy Information Administration prévoit un prix supérieur à 50 $US/baril. La sous-estimation du prix du WTI est de 38 %. Or, une augmentation de 25 % du prix des combustibles peut occasionner une hausse de la demande du secteur Général et institutionnel de 175 GWh pour la première année. »

En réponse aux questions du GRAME dans le présent dossier, le Distributeur affirme avoir tenu compte de l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité dans le présent dossier :

> « Le Distributeur estime que les ventes d'électricité additionnelles découlant de l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité vis-à-vis du mazout dans la présente cause par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014 (R-3550-2004), seraient d'environ 10GWh pour 2005 et d'environ 15 GWh pour 2006. » (HQD-14, doc. 6, p. 12 de 22)

Nous avons posé la même question, mais relativement au gaz naturel :

> « Le Distributeur estime que l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité vis-à-vis du gaz naturel dans la présente cause par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014 (R-3550-2004), n'aurait aucun effet en 2005 mais un impact de 20 GWh sur les ventes d'électricité de 2006. » (HQD-14, doc. 6, p. 13 de 22)

Le Distributeur affirme donc avoir tenu compte de cet enjeu dans le présent dossier. Les corrections (10 GWh pour 2005 et 35 GWh pour 2006 pour l'ensemble des secteurs) semblent toutefois largement insuffisantes comparativement aux 175 GWh mentionnés par la Régie, qui résulteraient de l'impact d'une hausse de 25 % du prix des combustibles fossiles dès la première année, et ce, uniquement pour les secteurs Général et institutionnels.[4]

Finalement, nous réitérons une demande que nous avions faite dans le précédent dossier tarifaire :

> « Afin de mieux prévoir les incidences sur le marché québécois de l'électricité il faudrait, dorénavant, que le Distributeur précise – dans ses prévisions – les prix spécifiques du mazout no.2 (lequel devrait suivre la courbe de prix du pétrole brut) et du mazout no. 6 (lequel demeure significativement plus bas que le prix du pétrole brut tout en subissant moins l'effet de ses fluctuations). » (R-3541-2004, volet 2, GRAME-3, doc. 1, p. 11 de 21)

1.2 CRITÈRE DE TEMPÉRATURE ET MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS

Traditionnellement, le Distributeur utilisait une température de référence de 15°C afin de répartir mensuellement les besoins de chauffage des locaux du secteur *Domestique et agricole*. Dans l'état d'avancement 2003 du plan d'approvisionnement 2002-2011, le

[4] D-2005-178, p. 7.

Distributeur avait soudainement opté pour une température de référence de 18°C pour répartir ces mêmes besoins.[5]

Dans sa contribution à l'évaluation du plan d'approvisionnement 2005-2014 présenté dans le cadre de la cause R-3550-2004, le GRAME s'était fortement interrogé sur ce changement, non seulement surprenant, mais surtout, contraire à toute logique. En effet, M. Jacques Fontaine, alors expert pour le GRAME, avait notamment souligné, dans sa preuve :

> « Dans le dossier R-3550-2004, HQD nous étonne en préconisant l'utilisation de la base 18ºC pour calculer les degrés-jours. Rappelons que depuis la cause R-3351-96, la SCGM a une méthode qui donne comme valeur charnière 13ºC et que Gazifère utilise une base de 14ºC. 6
>
> Nous sommes d'avis que cette façon de faire entraîne une sous estimation qui pourrait être importante de la demande de pointe. » (R-3550-2004, GRAME-2, doc. 2, p. 2 de 6)

Lors de son témoignage pour le GRAME, il avait également ajouté :

> « (…) depuis le début des années quatre-vingt-dix (90), on se serait plutôt attendu à ce que le seuil déclencheur, que la température qui part le chauffage, devraient diminuer. » (R-3550-2004, Notes sténographiques, vol. 7, 13 juin 2005, p. 171)

Dans sa Décision D-2005-178 (p. 8), la Régie soulève d'ailleurs qu'elle est loin d'avoir été convaincue par les arguments avancés par le Distributeur :

> « La Régie est préoccupée par la variation des facteurs d'utilisation provoquée par ce changement d'hypothèse. En effet, en prenant désormais en compte la présence de chauffage dans le secteur en juin, la pointe de cet usage au mois de janvier est diminuée. Or, le choix d'une température de référence de 18°C n'est pas appuyé par des observations sur le réseau. Le Distributeur affirme même qu'il est difficile de détecter la présence de chauffage en début et en fin de période de chauffage (septembre, mai et juin) en raison de la faible charge liée à cet usage. La Régie n'est pas convaincue du bien-fondé du changement d'hypothèse. »

Le distributeur, en réponse à une question du GRAME, a confirmé qu'il maintenait, dans le présent dossier, les températures de référence proposées - et contestées - dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014 :

> « Dans le présent dossier, le Distributeur a établi la prévision des besoins en puissance pour le chauffage des locaux à partir d'une moyenne des degré-jours mensuels de chauffage basés sur une température de référence de 18 C pour le secteur Domestique et Agricole et de 15 C pour le secteur Général et institutionnel. » (HQD-14, doc. 6, p. 13 de 22)

---

[5] Si la température moyenne d'une journée s'avère de 16°C, le distributeur considérera dans ses calculs qu'il y a eu 2 degré-jours de chauffage ou de 18°C

[6] **SCGM**, Dossier R-3351-96, décision D-96-16; **Gazifère**, Dossier R-3537-2004, pièce GI-11, Document 1, page17, lignes 25 à 29.

Le GRAME considère que le Distributeur n'a aucunement apporté dans le présent dossier de justification au changement méthodologique proposé. Si le Distributeur préfère attendre au dépôt du Plan d'approvisionnement 2008-2017 pour justifier un tel changement, il serait logique que la température de référence de 15°C soit conservée - notamment dans le présent dossier tarifaire - jusqu'à ce que la régie ait évalué la justification d'un tel changement et l'ait entériné en bonne et due forme.

Nous estimons que la justification d'un tel changement a très peu de chance d'être démontrée, celui-ci étant totalement illogique considérant l'accroissement de l'efficacité énergétique des bâtiments, comme l'avait déjà mentionné notre expert dans le dossier R-3550-2004, M. Jacques Fontaine.

Comme le Distributeur le montre dans sa pièce HQD-14, doc. 6, p. 15 de 22, il s'ensuivrait une baisse de 814 MW des besoins en chauffage domestique et agricole. Il serait également intéressant de comprendre la hausse de 833 MW des autres usages prévue par HQD.

2 Balisage et efficience du distributeur

Le GRAME a participé avec intérêt au groupe de travail portant sur les résultats du balisage diffusés par le Distributeur.

Nous présentons d'abord une analyse critique des rencontres techniques relatives aux exercices de balisage d'Hydro-Québec Distribution et du Centre de Services Partagés, puis nous commenterons l'évolution des indicateurs utilisés par le Distributeur.

2.1 ANALYSE DES TRAVAUX DE BALISAGE

Du point de vue procédural, le fait de ne transmettre les documents relatifs aux rencontres que quelques minutes avant celles-ci plutôt qu'une dizaine de jours a altéré la qualité de la participation des intervenants. En effet, l'intervalle de temps alloué au début de chaque rencontre pour répondre au questionnement suscité par les documents distribués lors de la rencontre précédente n'a pas été respecté.

Concernant le choix du modèle de balisage, les données transmises par Hydro-Québec montrent que le modèle PA Consulting correspond mieux aux besoins d'Hydro-Québec[7] que les modèles du COPE ou de l'ACÉ. Par contre il n'est pas possible d'évaluer la rentabilité du balisage, à savoir le rapport du coût du balisage sur le gain associé aux mesures bénéfiques adoptées à la suite du balisage, ce qui aurait toutefois permis de valider complètement le choix du modèle de balisage. Néanmoins, la liste des objectifs de balisage atteints pour chaque modèle[8] montre que le modèle PA Consulting semble plus performant.

Concernant la méthodologie, puisque les participants au balisage PA Consulting sont majoritairement américains, toutes les données de coûts sont exprimées en dollar américain ce qui implique une conversion de devise pour qu'Hydro-Québec puisse fournir des données comparables. Actuellement, le taux de change est fixé annuellement (64 ¢ en 2002 et 71 ¢ en 2003[9]), or le taux de change peut varier de manière importante en l'espace de quelques mois. Ainsi, en janvier 2003 le taux de change était de 64,89 ¢. Il a ensuite progressivement augmenté au cours de l'année pour atteindre 76,17 ¢ en décembre 2003[10]. Ces fluctuations peuvent biaiser de deux manières l'interprétation des résultats de balisage :

- D'une part, les variations de taux de change d'une année sur l'autre peuvent influer en bien ou en mal sur la position d'Hydro-Québec dans le classement des participants au balisage. Cette altération peut par exemple aboutir à l'amélioration du classement d'Hydro-Québec sans que l'entreprise n'ait appliqué de mesures pour avancer sa position. À l'inverse, il est également possible que l'effet de mesures bénéfiques soient masqué par une variation défavorable du taux de change.

[7] Rencontre technique n°1 – page 73.
[8] Rencontre technique n°1 – page 78 à 80.
[9] Rencontre technique n°2 – page 22.
[10] Banque du Canada : http://www.banqueducanada.ca/fr/taux/exchange-avg-f.html.

- D'autre part, au sein d'une même année les variations du taux de change peuvent fausser les résultats d'Hydro-Québec si le coût des activités de l'entreprise n'est pas homogène durant l'année. Par exemple, dans le cas de l'année 2003, le taux de change annuel n'est pas forcément adapté si le coût des activités d'Hydro-Québec est plus important en automne qu'au printemps, dans ce cas une pondération mensuelle paraît plus propice pour refléter le coût réel des activités d'Hydro-Québec en regard des participants américains du balisage. À titre d'exemple, les activités du Centres d'appels sont plus importantes en milieu d'année (mai-août) que dans le reste de l'année. Ainsi pour ce processus, le coût n'est pas homogène au cours de l'année et pourrait constituer un biais aux résultats du balisage, encore que dans le cas de l'année 2003, le taux de change moyen (71,37 ¢) est proche du taux de change correspondant à la période où le volume de travail est plus important (72,55 ¢).

Hydro-Québec a brièvement étudié les variations du taux de change sur son positionnement dans le panel de participants[11]. Il ressort de cette étude que la position d'Hydro-Québec varie de 5 rangs sur 33, le plaçant en tête ou en fin du second quartile, lorsque le taux de change passe de 71 ¢ à 89 ¢. Or on constate que le taux de change a régulièrement augmenté entre janvier 2002 et août 2005 pour passer de 62 ¢ à 83 ¢[12] ce qui constitue une variation similaire de l'ordre de 20 ¢.

2.1.1 SERVICE À LA CLIENTÈLE

Le balisage du service à la clientèle (processus : centre d'appels, facturation, encaissement, relève des compteurs, recouvrance des comptes en souffrance) a permis le positionnement des différents processus d'Hydro-Québec au sein du panel de participants et la mise en évidence des pratiques efficaces. Ainsi, la hausse du taux de change entre 2002 et 2005 pourrait faire varier la position d'HQ dans le classement de 6 rangs sur cette période (toutes choses étant identiques par ailleurs).

La comparaison entre les participants n'est pas toujours évidente compte tenu de leur diversité. C'est pourquoi Hydro-Québec a généré un bassin de comparaison[13] pour faciliter cette tache. Cependant, certaines contraintes propres à Hydro-Québec[14] s'ajoutent aux limites intrinsèques du balisage et réduisent les possibilités de comparaison. Ainsi, le climat québécois bien que non pris en compte par les paramètres du balisage influe très certainement sur le nombre d'accidents en hiver affectant ainsi l'indice de sécurité au travail des employés d'Hydro-Québec[15]. De même, l'interdiction d'interrompre un client pendant l'hiver tend à augmenter les mauvaises créances pour Hydro-Québec. Par ailleurs, les choix d'Hydro-Québec influent également sur certains processus sans qu'il soit pour autant prévu de changer leur fonctionnement même si cela permettrait une amélioration du classement d'Hydro-Québec dans le panel de

[11] Rencontre technique n°3 – page 17.
[12] Banque du Canada : http://www.banqueducanada.ca/fr/taux/exchange-avg-f.html.
[13] Rencontre technique n°2 – page 57.
[14] Rencontre technique n°2 – page 71.
[15] Rencontre technique n°3 – page 58 à 63.

participant[16]. À titre d'exemple, on peut évoquer le coût plus élevé que la moyenne de la formation des employés d'Hydro-Québec pour l'entretien des matériels de transport. Il s'agit d'un choix délibéré de la Direction matériel de transport visant à avoir une main d'œuvre de grande qualité pour assurer le bon fonctionnement d'un parc de véhicules important et varié[17]. D'autre part, dans certains cas, il n'est pas possible d'apporter une amélioration à un processus car celui-ci dépend d'un projet encore non réalisé. C'est le cas par exemple des routes de lecture des compteurs qui ne peuvent être optimisées tant que l'implantation du projet de système d'information clientèle n'a pas été effectuée.

D'une manière générale, il apparaît que certaines activités se prêtent mieux au balisage que d'autres. Les activités qui se prêtent bien au balisage sont : la relève manuelle des compteurs, les activités associées au centre d'appel, la facturation, l'encaissement et le recouvrement. Concernant la méthodologie, bien que faisant l'objet de 10 acétates lors de la rencontre technique n°2 du 10 mai 2005, la présentation détaillée du modèle utilisé pour baliser le service à la clientèle a été survolé en quelques minutes et n'a pas permis aux intervenants d'examiner la méthodologie du balisage du service à la clientèle. Cependant, un retour sur cette méthodologie lors de la sixième rencontre technique a pu pallier après coup à ce manque.

Enfin, il n'a pas été présenté aux intervenants, s'il y en a, des bonnes pratiques à adopter par Hydro-Québec pour améliorer son service à la clientèle.

2.1.2 DISTRIBUTION

Dans le cas du processus de distribution, le balisage a permis de positionner Hydro-Québec par rapport aux autres participants, bien que encore une fois certaines contraintes propres à Hydro-Québec, notamment le climat dans le cas de la sécurité au travail, limite les possibilités de comparaison. Certaines tendances ont pu être dégagées[18], mais les bonnes pratiques à adopter sont encore à l'étude et n'ont pu être présentées aux intervenants.

2.1.3 ACQUISITION

On remarque que parmi les différents balisages présentés par Hydro-Québec lors des 5 rencontres techniques de 2005, celui de la Direction acquisition est le moins approfondi. Hydro-Québec se justifie à ce sujet en rappelant qu'un balisage plus poussé a été fait en 2003 et que l'étude des pratiques d'acquisition n'était donc pas requise pour le présent balisage. L'objectif de ce balisage était plutôt de positionner la Direction acquisition parmi ses pairs. Pour ce qui est de ce positionnement, les indicateurs démontrent un résultat en moyenne meilleur que celui des autres participants, mais il n'est pas possible de quantifier l'avance d'Hydro-Québec par rapport aux autres, on ne sait pas par exemple

[16] HQD-3, Doc. 1, p. 14, l. 3-11.
[17] Balisage – Matériel de transport – page 6.
[18] Rencontre technique n°3 – page 67 à 69.

si Hydro-Québec se situe favorablement ou très favorablement par rapport à la moyenne. On ne connaît pas non plus la position de chaque participant et en particulier celle du meilleur et du moins bon. Des pistes d'amélioration on cependant été identifiées :

> « la reconfiguration de certains processus d'acquisition, notamment au niveau de l'acquisition de biens et de services de faible valeur, et de services professionnels de façon à mettre l'emphase sur les processus d'acquisition à plus grande valeur ajoutée […] un nouveau portail permettant à nos fournisseurs de s'inscrire en ligne […] une révision du processus d'évaluation de la performance de ses fournisseurs »[19].

2.1.4 MATÉRIEL, IMMOBILIER, MATÉRIEL DE TRANSPORT

Le balisage de la Direction matériel et de la Direction immobilier a permis de positionner ces organisation par rapport aux autres participants du balisage tout en identifiant les bonnes pratiques et de proposer un échéancier pour adopter ces pratiques. Hydro-Québec a démontré que le balisage était très profitable dans ces deux cas. Par ailleurs, le balisage de la Direction matériel de transport fait ressortir l'étendue du territoire comme une limite lorsque l'on compare les résultats entre les participants. En effet, le nombre d'employés de gestion/soutien par 1 000 véhicules équivalent d'Hydro-Québec fait parti des plus élevés[20] mais s'explique par une nécessité d'assurer une certaine qualité de service sur un vaste territoire. Il ne s'agirait pas alors d'une mauvaise gestion des effectifs.

2.1.5 SOLUTIONS INFORMATIQUES

Le balisage effectué par la firme R3D qui, d'après Hydro-Québec, présente un bon bassin de comparaison, a permis de positionner le Centre de services partagés (CSP) par rapport aux autres participants ainsi que de proposer des pistes d'amélioration. Cependant, la confidentialité de la méthodologie utilisée par R3D ne permet pas d'en évaluer la qualité ce qui empêche toute analyse critique de la méthodologie. Ainsi, le « recrutement et prêt » et la « gestion du portefeuille » qui sont des activités peu développées au CSP solutions informatiques ont reçu des notes basses lors du balisage par R3D[21]. Cependant, on ne sait pas si ces notes sont le reflet d'une inefficacité dans ces taches ou d'un faible développement de ces processus. De même, le barème de l'évaluation de chaque processus est inconnu et rend l'interprétation des résultats plus difficile.

2.1.6 BUREAUTIQUE

Concernant le balisage du CSP Bureautique, le GRAME souhaite apporter quelques précisions suite aux questions qu'il avait posées au CSP Bureautique concernant l'utilisation de Linux.

---

[19] Réponses du Distributeur aux demandes de renseignements du GRAME – page 15.
[20] Balisage – Matériel de transport – page 6
[21] Positionnement du Bureau de projet de la DSI – page 23.

Premièrement, le GRAME ne tient pas à ce que le CSP Bureautique adopte à tout prix le système d'exploitation Linux. Le GRAME est conscient que Linux ne convient pas forcément aux besoins d'Hydro-Québec. Quand le GRAME parle d'un potentiel de 5 M$, il parle d'une borne supérieure qui n'est pas nécessairement atteignable mais qui n'est en tout cas pas possible de dépasser.

Deuxièmement, le GRAME tient toutefois à souligner qu'aucune analyse approfondie ne semble avoir été faite pour évaluer l'éventualité de l'adoption du système d'exploitation Linux par Hydro-Québec pour la totalité ou une partie de ses activités. Nous préférons apprendre qu'une mesure n'a pas été étudiée plutôt que d'avoir l'impression qu'elle aurait été rejetée avant même d'être évaluée.

Troisièmement, concernant les questions :

1. À de rares exceptions près, les systèmes d'exploitation Linux sont disponibles gratuitement sur Internet. Seul le support technique est payant. À titre indicatif, Fedora sans support technique est la version gratuite de RedHat. Le prix du support technique est très variable d'une version de Linux à l'autre, il varie également suivant les besoins du client. On trouve ainsi des prix allant d'une dizaine de dollars par année pour un simple support à plusieurs centaines de dollars par année pour une assistance plus poussée[22].

2. Il existe des logiciels ERP/CRM gratuits compatibles avec Linux : *Compiere ERP + CRM Business Solution*[23] en est un.

3. Il est vrai que Linux est faiblement répandu dans le marché et que les utilisateurs ne sont donc pas familiers avec cet environnement. Cependant, les versions récentes de Linux propose un environnement graphique intuitif équivalent et ressemblant beaucoup à celui de Microsoft Windows. Il est même possible d'afficher par l'intermédiaire de KDE[24] une interface graphique très proche de celle de Windows XP[25]. Dans ces conditions il n'est pas évident qu'une formation soit requise pour les utilisateurs. Et si c'est le cas, elle devrait être minime.

4. Linux, parce qu'il est moins utilisé par le monde de l'entreprise, comporte moins de logiciels professionnels que Microsoft Windows. Cependant, avec l'augmentation de la pénétration de Linux dans l'entreprise, cette tendance tend à être de moins en moins vrai. En effet, de plus en plus d'entreprises, d'institutions et de municipalités adoptent le système Linux.[26] Il est possible que les logiciels et

[22] Comparaison des prix pour les version Ubuntu, Mandriva, Suze et Redhat.
[23] Disponible sur le site : http://sourceforge.net/projects/compiere/
[24] KDE est une interface graphique couramment utilisée par les différentes version de Linux.
[25] http://www.xpde.com/shots.php
[26] Entre autres : Boeing, Conoco, Cisco, Mercedes-Benz, Conseil national de recherches Canada, United States Postal Service, Alberta Mental Health Board, Canadian Medical Laboratories, Sony Development, U.S. Navy, United States Army Publishing Agency, Canadian Association of Petroleum Producers, The Electric Company of New Zealand Ltd., Canadian National Railways, Google, Government of Mexico

applications utilisées par Hydro-Québec ne soient pas tous disponibles pour Linux, mais il est également possible qu'Hydro-Québec n'ait pas eu le temps ou les ressources pour rechercher efficacement ces logiciels et c'est pourquoi nous souhaiterions qu'une évaluation soit faite en ce sens. Par ailleurs, il existe un logiciel gratuit pour Linux (logiciel WINE) qui permet d'exécuter des applications initialement conçues pour l'environnement Microsoft Windows ce qui pallie ainsi dans certain cas à l'absence de logiciels pour Linux. Enfin, Linux n'est pas exclusif à l'égard de Microsoft Windows, il est en effet possible d'installer conjointement les deux systèmes d'exploitation au sein d'un même réseau et de répartir les taches (impression, serveur réseau, etc.) entre les deux systèmes. Il pourrait y avoir là un potentiel d'utilisation de Linux à exploiter pour au moins une partie des activités de Hydro-Québec, mais seule une évaluation plus approfondie pourrait valider cette hypothèse.

2.1.7 CENTRE D'APPEL

Il ressort de la rencontre technique n°7 que le processus centre d'appel d'Hydro-Québec ne se compare pas toujours favorablement à celui des autres participants. Ainsi, le coût pour traiter un appel de la clientèle est le plus élevé chez Hydro-Québec[27]. Pour améliorer ce processus, le GRAME est d'avis que l'utilisation de la Réponse vocale interactive (RVI) pour l'explication des factures, qui représente 38% du volume des appels, pourrait être une solution.

Concernant l'architecture de l'acheminement d'appels, l'utilisation de Windows 95[28] ne paraît peut-être pas des plus judicieuse dans la mesure où ce système d'exploitation comporte des failles de sécurité-réseau plus importantes que les versions plus récentes des autres systèmes d'exploitation. Il pourrait donc être souhaitable de moderniser ce parc informatique pour éviter le piratage de ce réseau.

Le positionnement d'Hydro-Québec en fonction de ses performances en termes de coût et de service (excluant les incidences que peuvent avoir un bon ou un mauvais service) montre que le Distributeur se trouve dans la moyenne[29]. Cependant, il apparaît que trois participants atteignent une qualité de service identique pour un coût moindre alors qu'un autre participant fournit une meilleure qualité de service pour un coût à peine supérieur. Étant donné que l'identité de ces participants n'est pas reportée sur le graphique il n'est pas possible de pousser plus loin l'analyse et de faire ressortir les pratiques suivies par ces participants, ni de savoir si ces participants sont syndiqués ou pas. En effet, on constate que les entreprises dont le personnel n'est pas syndiqué connaissent des coûts par appel systématiquement inférieur à celui des entreprises comportant un syndicat[30].

City, Panasonic, Royal Dutch/Shell, Toyota, United States Federal Courts. http://mtechit.com/linux-biz/ ; http://www.aaxnet.com/design/linux2.html

[27] Rencontre technique n°7 – Résultat du processus centre d'appels – page 27.

[28] Rencontre technique n°7 – Présentation du processus centre d'appels – page 16.

[29] Rencontre technique n°7 – Résultat du processus centre d'appels – page 25.

[30] Rencontre technique n°7 – Résultat du processus centre d'appels – page 40.

2.2 CHOIX DES INDICATEURS ET ÉVOLUTION DE L'EFFICIENCE GLOBALE DU DISTRIBUTEUR

Concernant les indicateurs d'efficience, Hydro-Québec a évalué les 23 indicateurs de la régie suivant leur pertinence au balisage. Il ressort de cette étude que 6 indicateurs sont non pertinents, 7 discutables et 10 pertinents. Après écoute de l'argumentation d'Hydro-Québec, le GRAME ne voit pas matière à modifier la recommandation d'Hydro-Québec pour ces indicateurs.

Tout en constatant que des améliorations demeurent possibles, nous ne considérons pas avoir décelés des vices tels qu'ils justifieraient une non reconnaissance des coûts du Distributeur. Par contre, la piètre performance d'Hydro-Québec Distribution au niveau de la relève des compteurs, malgré le fait que l'entreprise ne procède à celle-ci qu'au deux mois, vient appuyer la pertinence de prendre le virage vers une relève électronique de ceux-ci avec l'implantation progressive de compteurs avancés.

D'une manière générale, l'analyse des indicateurs d'efficience tend à démontrer une tendance à l'amélioration dans la gestion du Distributeur :

> « L'analyse de ces indicateurs montre que dans l'ensemble, l'efficience globale du Distributeur ainsi que celle des grands processus s'améliorent sur la période considérée (2001-2006) ;
>
> - 11 des 17 indicateurs (en excluant les indicateurs que le Distributeur considère non pertinents) présentent une décroissance annuelle moyenne sur la période 2001 à 2006 ;
>
> - les 6 autres indicateurs connaissent une évolution nulle ou légèrement défavorable sur la période 2001 à 2006. Cependant, dans tous les cas, la hausse observée est inférieure à celle de l'indice des prix à la consommation qui, sur la même période, croît en moyenne annuellement de 2,2 % ; » (HQD-3, Doc. 1, page 25 de 34)

Par contre, comme il en avait déjà fait la demande lors de la cause R-3541-2004 et à l'instar du RNCREQ[31] en 2005 lors des rencontres techniques, le GRAME pense qu'il est maintenant nécessaire que soient adoptés des indicateurs environnementaux pour mesurer l'écoefficacité d'Hydro-Québec, dont :

- Les émissions de gaz à effet de serre des bâtiments et véhicules d'HQ;
- La consommation et les coûts énergétiques des bâtiments d'HQ;
- La consommation et les coûts énergétiques des véhicules d'HQ (si possible, par division).

[31] Compte rendu de la rencontre technique n°4 – page 2, intervention de Jean Lacroix.

3 Les principes réglementaires et comptables

Le GRAME tient à commenter quelques-uns des principes réglementaires ayant une incidence sur le présent dossier.

3.1 LE PRINCIPE DU TRANSFERT DES COÛTS DE FOURNITURE POSTPATRIMONIAUX

La question de la reconnaissance du principe de transfert des coûts d'approvisionnement a évolué rapidement au cours des deux dernières années, comme en témoigne les citations suivantes :

> « Dans le cadre de la demande R-3492-2002, Phase 1, le Distributeur soumettait à la Régie, aux fins de son approbation, le principe de transfert des coûts de fourniture. Par ce principe, le Distributeur visait la reconnaissance sans perte ni profit, dans le coût du service du Distributeur, ainsi que la répercussion dans les tarifs à la clientèle, de toute variation imprévisible du coût de l'approvisionnement rattaché tant au volume de l'électricité patrimoniale qu'au-delà de ce volume. »
>
> « Dans sa décision D-2003-93, la Régie autorisait ce principe, en limitant toutefois sa portée aux coûts de l'électricité patrimoniale. Ce faisant, elle permettait au Distributeur d'imputer à un compte de frais reportés toute variation imprévue, au moment de la fixation des tarifs, des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs suite à la mise à jour des taux de l'Annexe I par la Régie ou le Gouvernement. » (HQD-4, Doc. 3, page 5 de 18)
>
> « (…) dans la décision D-2005-132, la Régie autorisait le Distributeur à comptabiliser dans un compte de frais reportés la totalité des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux qu'il pourra encourir au cours de l'année 2005, nets des revenus attribuables à la composante fourniture, de façon à ce que la Régie puisse ultérieurement, lors de l'analyse du dossier tarifaire, disposer de ce compte. » (HQD-4, Doc. 3, page 6 de 18)

Tout en reconnaissant qu'Hydro-Québec a une certaine légitimité à demander un traitement qui est déjà reconnu aux distributeurs gaziers, nous partageons l'inquiétude de la Régie face à l'interrogation suivante :

> « la Régie exige, au fins du dossier tarifaire 2006, que le Distributeur : (…) explique comment un compte de pass-on pour la fourniture permet de maintenir, pour le Distributeur, un incitatif à minimiser ses coûts d'approvisionnement. »[32]

Une responsabilisation accrue du Distributeur serait, en effet, un incitatif accru pour favoriser la gestion de la demande et l'efficacité énergétique. Il faut toutefois agir avec équité.

[32] HQD-4, Doc. 3, page 7 de 18.

3.2 LA RÉPARTITION DES COÛTS DE FOURNITURE POSTPATRIMONIAUX

L'option qui aurait le mieux traduit la vérité des prix aurait été de transmettre à chaque type de clientèle une hausse qui reflète sa contribution à l'augmentation des coûts du Distributeur.

Toutefois comme le souligne HQD :

> « (…) il apparaît que ce principe de causalité des coûts en vertu duquel chaque catégorie de consommateurs assumerait tous les coûts d'approvisionnement associés à leur croissance, se heurte à un autre principe fondamental de la Loi sur la Régie de l'énergie, soit celui du maintien de l'interfinancement. » (HQD-1, doc. 1, p. 14 de 21)

Le GRAME considère que l'utilisation de l'approche globale pour la répartition des coûts postpatrimoniaux risque, effectivement, d'être en grande partie incontournable.

3.3 LES LIMITES DE L'UTILISATION D'UN MÉCANISME D'ÉTALEMENT DES TARIFS

> « Plusieurs éléments de contexte conduisent le Distributeur à proposer à la Régie la mise en place d'un nouveau mécanisme dont l'objectif est de lisser les impacts des hausses tarifaires auprès de la clientèle tout en lui permettant de récupérer l'intégralité de son coût de service. » (HQD-4, Doc. 5, page 5 de 13)

Le GRAME est prêt à accepter l'existence d'un mécanisme d'étalement des tarifs qui viserait à éviter d'avoir une forte hausse la première année suivie d'une hausse très modeste voire même d'une baisse tarifaire (en terme réelle) l'année suivante.

Nous sommes toutefois totalement opposés à un mécanisme qui serait utilisé en faisant reconnaître des coûts tout en pelletant constamment ceux-ci aux années subséquentes.

C'est toutefois exactement ce qui risque de ce produire avec la proposition actuelle du Distributeur. Nous ne croyons nullement au scénario présenté par le Distributeur à la pièce HQD-14, doc. 1, p. 32 de 63.

HQD mise sur une hausse requise de seulement 0,64 % en 2011, suivie par des hausses requises négatives de

- –1,89 % en 2012;
- -4,07 % en 2013
- et – 6,02 % en 2014.

Nous ne partageons tout simplement pas ce débordement d'optimisme.

4 Les budgets d'investissements

Le GRAME voit plusieurs indices annonçant des investissements majeurs à prévoir au cours des prochaines années. Nous en mentionnons ici trois de ceux-ci.

4.1 L'ENFOUISSEMENT DES LIGNES

Dans la pièce HQD-2, doc.1, p.36 de 39 de la cause R-3492-2002 le Distributeur affirmait : « Hydro-Québec Distribution s'est engagé pour un montant pouvant allez jusqu'à près de 270 M$ d'ici 2008 dans le programme de déploiement du souterrain.»

L'année suivante, dans la pièce HQD-3, doc.1, p.13 de 21 du dossier R-3541-2004, HQD affirmait que « le Distributeur a avait décidé de réduire son budget d'enfouissement à 15 M$ pour l'année 2005 »

Les réponses fournies alors par le Distributeur en réponse à la question du GRAME pour expliquer ce revirement (R-3541-2004, HQD-14, doc.6, p.14 de 20) ne le justifiaient pas. Nous maintenons la position que nous avions défendus dans le dossier R-3541-2004 (pièce GRAME-3, doc. 1, p. 17 de 31) :

> « Pour le GRAME, il ne s'agit pas seulement d'un enjeu esthétique mais également d'une manière de renforcer la sécurité du réseau. »

En fait, ce cas permet d'illustrer la forte probabilité que des investissements soient requis pour renforcer le réseau.

4.2 L'IMPLANTATION DES COMPTEURS AVANCÉS

Cet investissement majeur devrait être inévitable d'ici les cinq prochaines années.

Nous recommandons que l'implantation de compteurs avancés débute dès l'année prochaine dans les secteurs en développement, là où il y aurait un nombre suffisant de nouvelles constructions pour justifier l'infrastructure de réseau sur laquelle s'appuie les compteurs avancés.

Nous élaborons sur cet enjeu dans le rapport spécifique sur le sujet présenté en tant que pièce GRAME-2, doc. 1.

4.3 LES INVESTISSEMENTS ANNONCÉS PAR LE DISTRIBUTEUR

Hydro-Québec Distribution, qui s'est vu refusée certains investissements dans les années passées, doit revenir devant la Régie avec l'objectif de convaincre cette dernière de leur justification. On doit supposer qu'en effet plusieurs de ces investissements devraient être considérés comme acceptables par la Régie.

5 Gérer la hausse des coûts d'approvisionnement

5.1 LA HAUSSE DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT ET DES REVENUS REQUIS

Le présent dossier tarifaire est marqué par la hausse des coûts d'approvisionnement :

> « Les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux (à l'exclusion des coûts associés aux tarifs de gestion de la consommation), inexistants en 2004, représentent en 2006 près de 14 % des coûts totaux d'approvisionnement. La croissance entre 2005 et 2006 des coûts d'achat d'électricité (principalement attribuable aux approvisionnements postpatrimoniaux) explique 77 % de l'augmentation du coût de service du Distributeur. De façon générale, la forte croissance de la demande a contribué à l'absorption plus rapide qu'anticipée du volume d'électricité patrimoniale amenant une augmentation des achats postpatrimoniaux. » (HQD-4, Doc. 5, page 5 et 6 de 13)

Cette situation devrait tendre à s'accentuer :

> « La singularité de cette composante tient au fait que ce montant traduit un prix de marché (8,81 ¢/kWh) alors que le coût de fourniture facturé aux clients reflète plutôt un coût moyen (2,98 ¢/kWh) basé sur le coût de l'électricité patrimoniale. Il en résulte une pression qui ne peut être atténuée que si l'évolution des autres composantes de coûts est neutre ou favorable. » (HQD-1, Doc. 1, page 7 de 21)

L'impact tarifaire est significatif :

> « L'écart entre les revenus sur la base des tarifs actuels et les revenus requis découlant du coût de service est de l'ordre de 463 M$ en 2006, équivalent à une hausse de 5,34 % de l'ensemble des tarifs d'électricité sans compter les augmentations anticipées des coûts du service de transport » (HQD-1, doc. 1, p. 10 de 21)

À cela s'ajoute une hausse rétroactive des frais de transport, laquelle semble maintenant inévitable :

> « En supposant l'acceptation des tarifs demandés par TransÉnergie, la hausse de la facture de transport pour le Distributeur pourrait s'élever à 340 M$ (170 M$ pour le coût de service 2005 et 170 M$ pour 2006), des montants qui à eux seuls équivaudraient à une hausse des tarifs de quelque 4 %. » (HQD-4, Doc. 5, page 6 de 13)

5.2 GÉRER LA DEMANDE POUR RÉDUIRE LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

Le GRAME est persuadé qu'il serait possible de mieux gérer la demande tout en accentuant les efforts en efficacité énergétique afin de réduire la croissance des coûts d'approvisionnement :

> « Les achats en électricité représentent à eux-seuls plus de 77 % de la hausse du coût du service. Ainsi, au seul chapitre des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux, il est prévu des achats de 8,6 TWh en 2006 d'une valeur de 754 M$, soit plus de 392 M$ supérieur à ce

qui est actuellement prévu pour 2005. » (HQD-1, doc. 1, p. 6 de 21) (HQD-14, doc. 6, p. 8 de 22)

Le GRAME est persuadé que l'utilisation d'une stratégie tarifaire intégrant la gestion de la demande ainsi qu'un accroissement de l'agressivité de certaines mesures d'économies d'énergie pourrait permettre de réduire les hausses des coûts d'approvisionnement, notamment pour les heures où ceux-ci risquent de s'avérer les plus onéreux.

Plusieurs indices tendent à démontrer que les coûts associés pour répondre à la demande de pointe vont tendre à croître plus rapidement au cours des dernières années que ce qui avait été anticipé jusqu'à présent par le Distributeur.

L'adoption de compteurs avancés et d'une tarification différentiée dans le temps (tels que traités à la pièce GRAME-2, doc. 1), devraient être considérés comme des outils incontournables et essentiels – à moyen terme - dans la recherche de l'atteinte de ces objectifs.

Il serait toutefois prudent de commencer à prévoir l'investissement requis pour leurs implantations, que nous recommandons d'amorcer dès la prochaine année tarifaire.

6 La proposition tarifaire

L'analyse du GRAME sur la proposition tarifaire porte sur les deux éléments fondamentaux suivants :

- la hausse des tarifs de 3 % au 1er avril 2006 avec la création d'un compte d'étalement tarifaire servant à reporter des revenus qui auraient représentés une hausse de tarifs de 2,34 % (203,4 M$), plus le report des hausses de tarifs de transports (170 M$ pour 2005 et 170 M$ pour 2006, ce qui justifierait une hausse de tarifs de près de 4 %)[33] ;

- la structure tarifaire : avec la proposition d'une hausse différenciée des tarifs.

6.1 UNE HAUSSE DE 3 %, OÙ L'ART DE PELLETER LES COÛTS EN AVANT!

Le Distributeur est donc confronté à la plus importante hausse de ses coûts des dernières années, ce qui le confronte à choisir la stratégie permettant de récupérer ces coûts :

> « Le Distributeur est donc confronté à un rehaussement important et structurel de plusieurs des composantes les plus importantes de son coût de service. Le Distributeur vise bien sûr à limiter les hausses des tarifs mais sa responsabilité est aussi de donner à ses clients des signaux clairs sur la réalité de ses coûts afin d'induire les bons comportements et les bons choix énergétiques. Sa responsabilité est également d'assurer une équité dans le traitement des différentes générations de consommateurs en facturant le plus possible de coûts à la génération qui les a occasionnés. » (HQD-4, Doc. 5, page 7 et 8 de 13)

> « Compte tenu de l'ampleur de cet écart et aussi pour transmettre à la clientèle le signal de prix approprié, il est essentiel d'amorcer le processus de récupération des revenus requis additionnels. » (HQD-1, doc. 1, p. 10 de 21)

HQD propose une hausse de 3 % jumelée à un compte de nivellement des tarifs. Nous démontrerons, dans les prochaines sections, qu'une hausse limitée à 3 % ne reflète pas une part suffisante des coûts et qu'elle constitue, à cet égard, un « *pelletage en avant* » de coûts qui devraient être assumés dès maintenant. Il en résulte un signal de prix faussé, tant sur le plan de l'efficacité énergétique que de la substitution de filières.

6.1.1 QUELS SONT LES VRAIS HAUSSES DE TARIFS?

La hausse réelle des coûts n'est certes pas de 3 %, ni même de 5,3 %, mais plutôt de 8 %, si on considère que les hausses demandées par le Transporteur seront autorisées par la Régie (en supposant environ 2 % pour 2006 et un autre 2 % rétroactif pour 2005, que nous supposons amortis sur trois ans, de 2006 à 2008).

[33] HQD-1, doc. 1, pp. 7 et 10 de 21

Si on considère une hausse de tarifs de 3 % relativement à une hausse des revenus requis additionnels de 8 %, cette hausse ne permet pas « de récupérer dès 2006, 56 % des revenus requis additionnels »[34], comme le prétend le Distributeur, mais seulement environ 38 % de ceux-ci.

6.1.2 POUR UNE UTILISATION ADHÉQUATE D'UN COMPTE D'ÉTALEMENT TARIFAIRE

Le Distributeur justifie le fait qu'il reporte la majorité de ses hausses de coûts dans un compte d'étalement tarifaire en supposant une réduction future dans la croissance de ses coûts :

> « La mise en place d'un compte d'étalement tarifaire permettra au Distributeur de récupérer l'intégralité de ses coûts et de répondre à la réalité particulière de 2006 et 2007 où l'on prévoit d'importants écarts entre nos coûts et les revenus perçus de la clientèle alors que par la suite, selon le scénario actuel, ces écarts s'atténuent. » (HQD-1, doc. 1, p. 11 de 21)

Plusieurs facteurs, particulièrement au niveau des coûts d'approvisionnement devraient, tendre à ce qu'il y ait des hausses de tarifs futures, notamment supérieures à 2 % :

- la hausse des coûts des combustibles ;
- l'impact de l'accroissement de la position concurrentielle de l'électricité qui accentue la pression sur la demande ;
- le fait que la tarification actuelle exceptionnellement basse de l'électricité implique d'importants coûts d'opportunités ;
- la part grandissante de l'électricité non patrimoniale dans le bilan énergétique dans un contexte où les consommateurs paient le coût moyen alors que les nouveaux approvisionnement sont au coût marginal ;
- les hausses prévisibles des investissements (tels que décrits dans le chapitre 4 du présent mémoire).

L'objectif d'un compte d'étalement tarifaire, qui consisterait à éviter une forte hausse suivi d'une baisse des tarifs ou du moins d'une hausse sous le seuil de l'inflation, ne pourra tout simplement pas être atteint au cours des prochaines années.

Dans ce cas, il serait complètement inapproprié de n'assumer que 38 % de la hausse des coûts en transférant la majeure partie de ceux-ci dans les années subséquentes. Il s'agit bel et bien de demander la reconnaissance, dès maintenant, de coûts sans avoir le courage politique de les faire assumer immédiatement.

[34] HQD-1, doc. 1, p. 11 de 21.

6.1.3 LES HAUSSES DE TARIFS PROPOSÉS

Le GRAME recommande à la Régie les deux options suivantes :

- La première option (A) consisterait à intégrer au 1er avril 2006 une hausse de 5,3 % des revenus requis, plus la hausse pour 2006 qui découlera de la Décision relative à la requête du Transporteur, que l'on peut estimer de l'ordre de 2 %, ce qui implique une hausse totale d'environ 7,3 % ;

  Dans ce cas, la portion rétroactive pour 2005 des coûts de transports serait effectivement reportée aux années subséquentes pour en atténuer l'impact tarifaire.

- La deuxième option (B) consisterait à intégrer au 1er avril 2006 une hausse de 5,3 % des revenus requis, et à reporter entièrement la hausse des frais de transport dans un compte de frais reportés.

  Cette option représente un compromis.

Évidemment, tout scénario entre les deux options serait acceptable.

6.2 LA VÉRITÉ DES PRIX, UNE NÉCESSITÉ

Selon le GRAME une hausse tarifaire de 5,3 % à 7,3 % est tout à fait acceptable pour les raisons suivantes, lesquelles seront élaborées dans les sous-sections qui suivent :

- La vérité des prix, un impératif du développement durable
- Des hausses supérieures pour les autres sources d'énergie;
- Des tarifs qui demeurent très compétitifs.

6.2.1 UN IMPÉRATIF DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

Introduire une sous-tarification des ressources et de l'énergie entraîne une surconsommation de celles-ci.

De plus, viser la baisse du prix de ces ressources ne représente pas la plus judicieuse politique de redistribution sociale, puisque cette stratégie encourage alors l'ensemble de la société à les gaspiller. L'ensemble de la société, incluant ses plus démunis, doivent alors assumer les coûts de ce gaspillage. Tout comme les moins nantis paient les hausses tarifaires dues aux systèmes de climatisation des plus favorisés.

6.2.2 DES HAUSSES FAIBLES COMPARÉES AUX AUTRES SOURCES D'ÉNERGIE

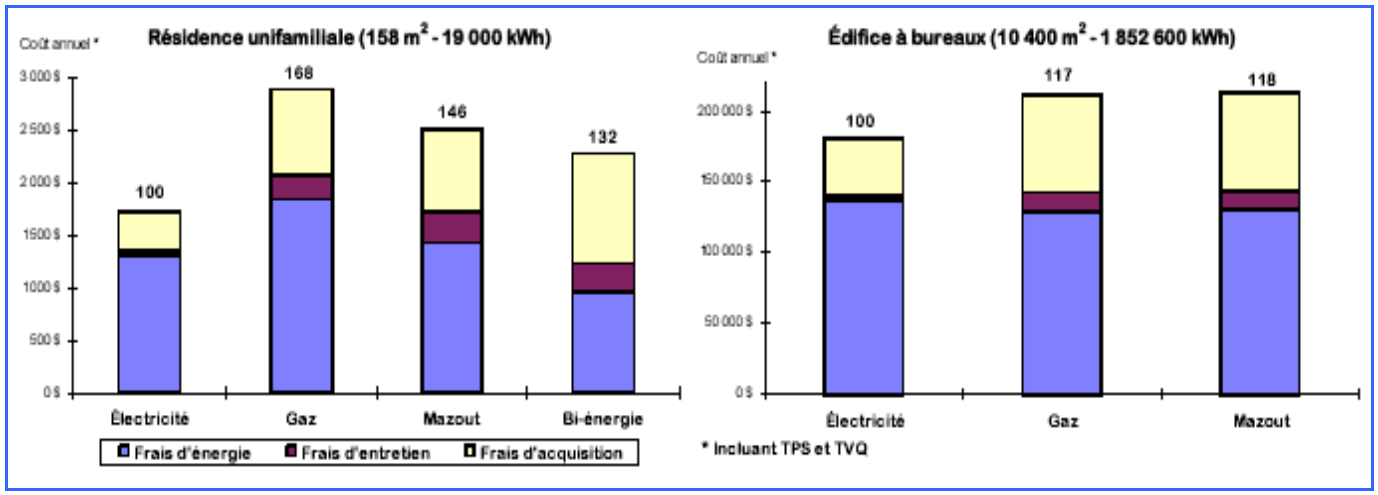
Il faut regarder le présent dossier dans le contexte de très fortes hausses des prix de l'énergie :

> « Après plus de cinq années de gel tarifaire, la Régie a autorisé le Distributeur à hausser ses tarifs en 2004. Puisque l'indice des prix à la consommation a progressé de 17 % entre 1998 et 2005 et que les tarifs du Distributeur n'ont crû que de 5,7 % pour la même période, les Québécois paient, en dollars constants, moins cher leur électricité aujourd'hui qu'il y a sept ans. De plus, comme le démontre la figure 1, la clientèle du Distributeur a bénéficié de la stabilité des prix de l'électricité durant une période où les prix du mazout et du gaz naturel ont connu une croissance marquée et une grande volatilité. Ainsi, entre le 1er mai 1998 et le 1er avril 2005, la facture énergétique pour une maison moyenne de 158 m² chauffée à l'électricité a crû de 6 % alors que la facture de la même maison, chauffée au mazout ou au gaz naturel, a crû respectivement de 120 % et de 59 %. » (HQD-13, Doc. 1, page 8 de 126)

À cet égard, la position concurrentielle de l'électricité s'est même légèrement améliorée, comme en témoigne les tableaux 1 et 2, ci-après.

TABLEAU 1 :

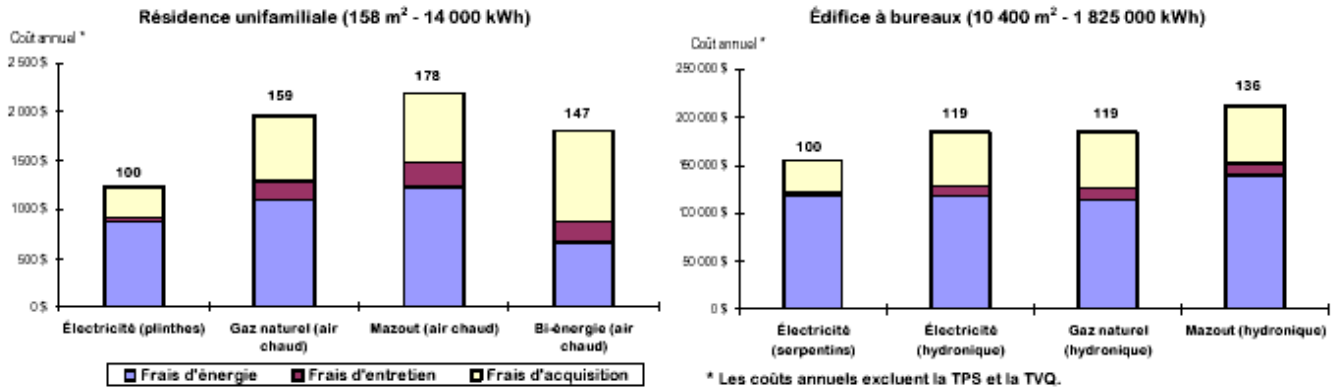
POSITION CONCURRENTIELLE DE L'ÉLECTRICITÉ POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX ET DE L'EAU (SEPTEMBRE 2004)



Source : R-3541-2004, HQD, pièce HQD-13, doc.1, p.15.

TABLEAU 2 :

POSITION CONCURRENTIELLE DE L'ÉLECTRICITÉ POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX ET DE L'EAU (JUILLET 2005)



(R-3579-2005, HQD-13, Doc. 1, page 48 de 126)

6.2.3 DES TARIFS RAISONNABLES COMPARÉS AUX AUTRES MARCHÉS

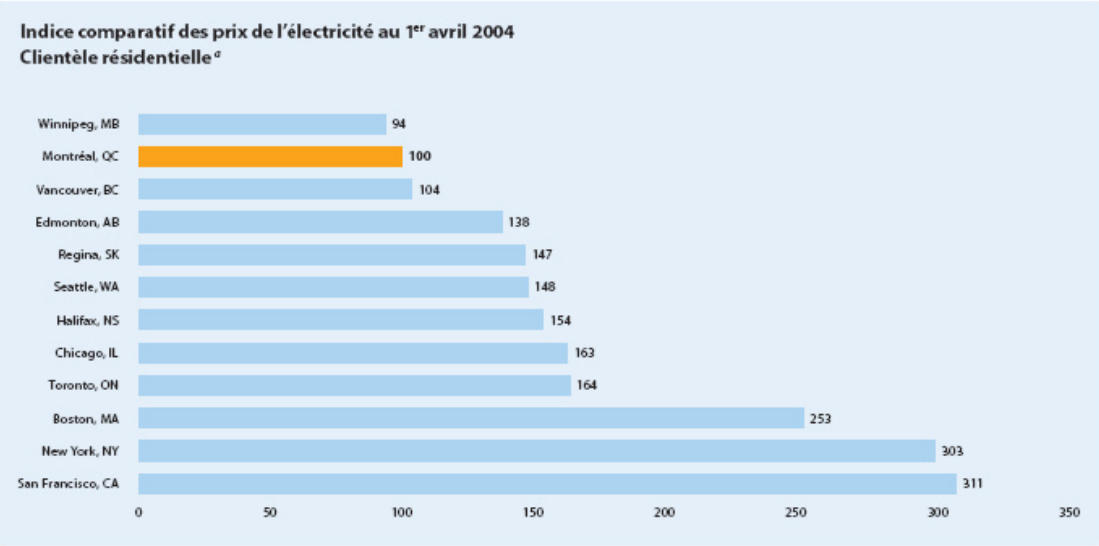
Il est clair que les tarifs d'électricité qui sont applicables aux clients résidentiels continuent d'être parmi les plus bas en Amérique du Nord comme nous pouvons le constater dans le tableau ci-après qui compare le prix de l'électricité pour une consommation type de 1 000 kWh par mois dans plusieurs villes nord-américaines.

Les tableaux 3 et 4 présentent les tarifs applicables à partir du 1er avril 2004. Si les clients du Distributeur ont subi une hausse tarifaire, depuis ce temps, de 1,2 %, nous devons également tenir compte des hausses dans les autres juridictions indiquées. Par exemple, à travers l'Ontario, à partir du 1er avril 2004, les clients résidentiels ont subi une hausse de presque 10 % pour les premiers 750 KWh consommés.[35] Ainsi, les clients résidentiels québécois continuent de bénéficier de tarifs relativement bas et cette tendance ne changerait pas même si la hausse de 3,0 % proposée par le Distributeur était approuvée, ou celles de 5,3 % ou de 7,3 % que nous recommandons.

[35] Voir par exemple Ontario Energy Board, « Ontario's Electricity Price Changes », 7 mai 2004, disponible au http://www.oeb.gov.on.ca/html/en/consumerinformation/electricitychanges2.htm

Tableau 3

Prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines (clientèle résidentielle, tarifs en vigueur le 1er avril 2004)

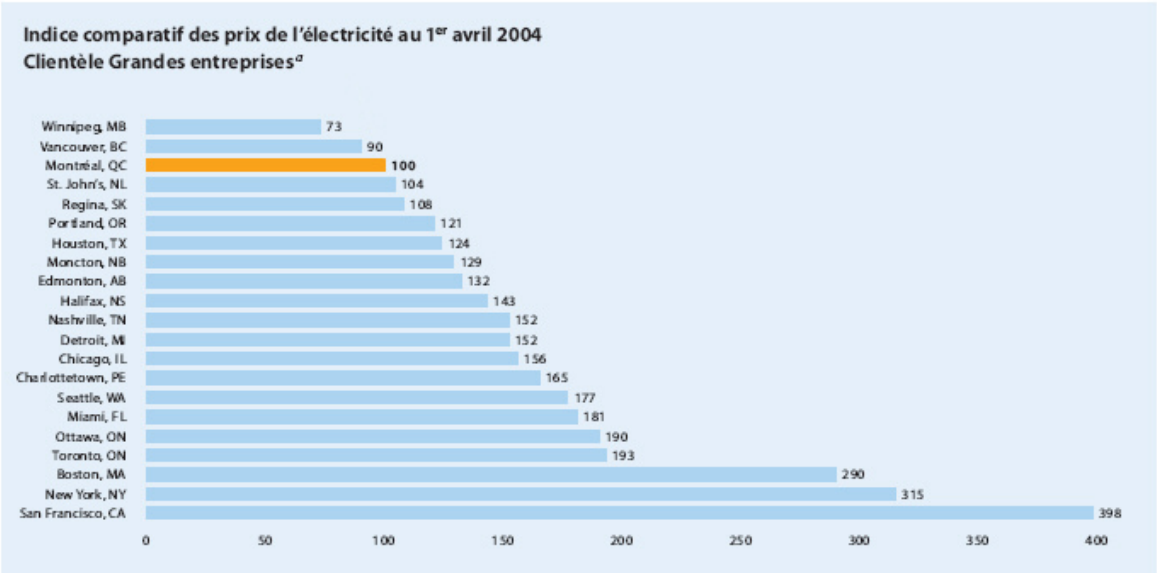


a) Indice associé à une facture mensuelle (avant taxes) pour une consommation de 1 000 kWh.

Source : Hydro-Québec, Rapport annuel 2004, p. 27.

Tableau 4

Prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines (clientèle grandes entreprises, tarifs en vigueur le 1er avril 2004)



a) Indice associé à une facture mensuelle (avant taxes) pour une consommation de 30 600 MWh. Puissance : 50 MW. Tension : 120 kV.

Source : Hydro-Québec, Rapport annuel 2004, p. 28.

Ainsi, compte tenu, entre autre, des prix actuels du Distributeur une hausse d'au moins 3,0 % est non seulement tout à fait justifiée, mais même clairement insuffisante.

L'erreur politique fut de geler les tarifs pendant cinq ans, entraînant une baisse significative du prix de l'électricité en terme réel.

6.3 LE GRAME APPUIE UNE HAUSSE DIFFÉRENCIÉE DES TARIFS

Le GRAME rappelle la position que le Distributeur avait dans le dossier tarifaire précédent concernant sa proposition de hausse différenciée :

> « Le Distributeur endosse le principe énoncé par la Régie. Il est de sa responsabilité d'utiliser les leviers disponibles pour d'une part informer sa clientèle de la réalité des coûts avec laquelle il faut composer et d'autre part, proposer des modalités qui permettront d'améliorer le signal de prix reçu par chaque catégorie de clients et qui les inciteront à l'économie d'énergie. Ainsi, les propositions du Distributeur visent à concentrer davantage les hausses sur la composante élastique du tarif. » (R-3541-2004, HQD-1, doc. 1, p. 10 de 21)

6.3.1 POUR UN GEL DE LA REDEVANCE ET UNE HAUSSE DIFFÉRENCIÉE DES TARIFS

Le GRAME appuie fortement la proposition du Distributeur qui recommande, dans le dossier R-3579-2005, que la hausse soit différenciée, avec un gel de la redevance d'abonnement et une accentuation du seuil entre le 1er et le 2^{e} palier. Cette hausse différenciée permettra d'accroître l'effet incitatif envers l'efficacité énergétique tout en réduisant les impacts tarifaires sur les ménages à faibles revenus sans toutefois changer la structure tarifaire actuelle. La hausse différenciée en maintenant les paliers actuels demeure valable quelque soit la hausse de tarifs qui sera autorisée par la Régie.

La Régie vient d'approuver[36], pour une deuxième année consécutive, une baisse de la redevance d'abonnement de Gaz Métro, mesure qui était proposée clairement dans l'optique de transférer des frais fixes vers les frais variables afin d'accroître le signal de prix favorisant les économies d'énergie sans affecter le coût moyen payé par les consommateurs.

Considérant les investissements requis au cours des prochaines années pour les compteurs avancés, nous acceptons de limiter notre demande à un gel de la redevance d'abonnement. Celle-ci couvre adéquatement les coûts associés, tel que l'a démontré le Distributeur en réponse aux questions du GRAME.

Nous appuyons également l'accentuation de l'écart entre le 1er et le 2^{e} palier, laquelle, combinée au gel de la redevance, permet de réduire l'impact tarifaire pour la grande majorité des ménages à faibles revenus.

[36] D-2005-171, dossier R-3559-2005.

Nous avons fait un estimé approximatif de l'impact d'une hausse respective de 3,0 % et de 5,3 % sur différentes clientèles, avec l'option d'une hausse différenciée en conservant la structure actuelle (tableaux 5 et 6), puis en supposant l'ajout d'un troisième palier (tableaux 7 et 8).

6.3.2 LE GRAME SUGGÈRE D'ENVISAGER L'AJOUT D'UN 3E PALIER

L'ajout éventuel d'un troisième palier, que nous avions recommandé dans le cadre de la cause R-3541-2004 ne nous semble pas applicable lors du présent dossier tarifaire à cause de l'ampleur des hausses de tarifs qui sont proposées, en considérant notre proposition d'une hausse d'au moins 5,34 %. L'adoption d'un troisième palier réduirait globalement l'impact pour les faibles revenus (hausse de 2,4 % pour les locataires par exemple, dans le cas d'une hausse moyenne de 5,34 %), mais induirait une hausse trop importante (de plus de 15 %) dans la catégorie grands clients du tarif D et DM (notamment pour les agriculteurs).

Par contre, si la Régie limite la hausse à 3 %, comme le demande le Distributeur, l'ajout d'un 3e palier devient envisageable. L'impact chez les locataires passe ainsi à 2,4 %.

Tableau 5 - **Impact du scénario hausse moyenne de 3 % à 2 paliers avec redevance gelée et hausse différenciée**

	Logement	Petite maison	Maison moyenne	Grande maison	Très grande maison	Client moyen	Client 1ere tranche	Multi-logement	Grand client
Consommation (kWh)	14 150 kWh	20 494 kWh	26 484 kWh	32 054 kWh	42 818 kWh	17 320 kWh	10 950 kWh	124 160 kWh	411 700 kWh
Coût 2005 ($)	916 $	1 308 $	1 680 $	2 031 $	2 711 $	1 130 $	698 $	7 908 $	26 661 $
Hausse 2006 ($)	**22 $**	**39 $**	**56 $**	**72 $**	**102 $**	**34 $**	**12 $**	**237 $**	**1 363 $**
Hausse 2006 (%)	**2,44%**	**3,00%**	**3,33%**	**3,56%**	**3,78%**	**3,00%**	**1,67%**	**3,00%**	**5,11%**

Tableau 6 - Impact du scénario hausse moyenne de 5,34 % à 2 paliers avec redevance gelée et hausse différenciée

	Logement	Petite maison	Maison moyenne	Grande maison	Très grande maison	Client moyen	Client 1ere tranche	Multi-logement	Grand client
Consommation (kWh)	14 150 kWh	20 494 kWh	26 484 kWh	32 054 kWh	42 818 kWh	17 320 kWh	10 950 kWh	124 160 kWh	411 700 kWh
Coût 2005 ($)	916 $	1 308 $	1 680 $	2 031 $	2 711 $	1 130 $	698 $	7 908 $	26 661 $
Hausse 2006 ($)	**40 $**	**70 $**	**100 $**	**129 $**	**182 $**	**60 $**	**21 $**	**422 $**	**2 426 $**
Hausse 2006 (%)	**4,35%**	**5,34%**	**5,93%**	**6,33%**	**6,72%**	**5,34%**	**2,97%**	**5,34%**	**9,10%**

Tableau 7 - Impact du scénario hausse moyenne de 3 % à 3 paliers avec redevance gelée et hausse différenciée

	Logement	Petite maison	Maison moyenne	Grande maison	Très grande maison	Client moyen	Client 1ere tranche	Multi-logement	Grand client
Consommation (kWh)	14 150 kWh	20 494 kWh	26 484 kWh	32 054 kWh	42 818 kWh	17 320 kWh	10 950 kWh	124 160 kWh	411 700 kWh
Coût 2005 ($)	916 $	1 308 $	1 680 $	2 031 $	2 711 $	1 130 $	698 $	7 908 $	26 661 $
Hausse 2006 ($)	**12 $**	**33 $**	**58 $**	**82 $**	**134 $**	**34 $**	**12 $**	**202 $**	**2 320 $**
Hausse 2006 (%)	**1,35%**	**2,55%**	**3,45%**	**4,05%**	**4,95%**	**3,00%**	**1,65%**	**2,55%**	**8,70%**

Tableau 8 - Impact du scénario hausse moyenne de 5,34 % à 3 paliers avec redevance gelée et hausse différenciée

	Logement	Petite maison	Maison moyenne	Grande maison	Très grande maison	Client moyen	Client 1ere tranche	Multi-logement	Grand client
Consommation (kWh)	14 150 kWh	20 494 kWh	26 484 kWh	32 054 kWh	42 818 kWh	17 320 kWh	10 950 kWh	124 160 kWh	411 700 kWh
Coût 2005 ($)	916 $	1 308 $	1 680 $	2 031 $	2 711 $	1 130 $	698 $	7 908 $	26 661 $
Hausse 2006 ($)	**22 $**	**59 $**	**103 $**	**146 $**	**239 $**	**60 $**	**21 $**	**359 $**	**4 129 $**
Hausse 2006 (%)	**2,40%**	**4,54%**	**6,14%**	**7,21%**	**8,81%**	**5,34%**	**2,94%**	**4,54%**	**15,49%**

6.3.3 UNE HAUSSE DIFFÉRENCIÉE POUR AIDER LES MÉNAGES À FAIBLES REVENUS

Une hausse différenciée des tarifs favorise clairement tous ceux dont la consommation est inférieure à environ 16 000 kWh.

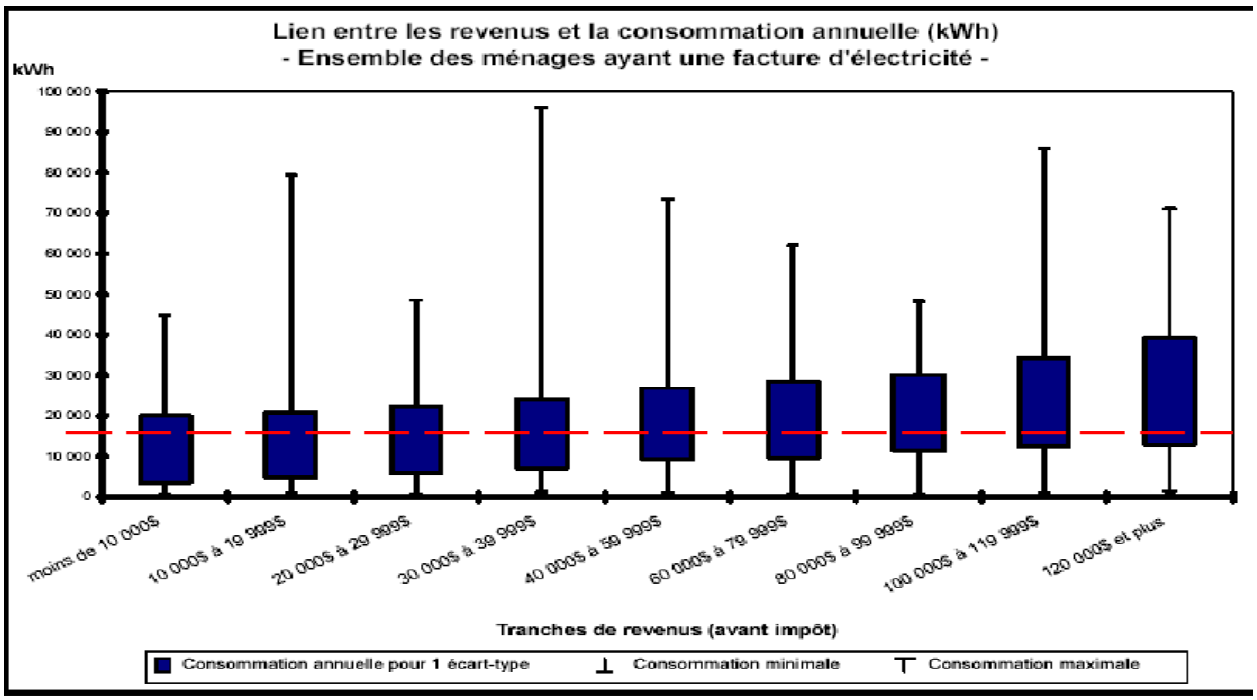
Selon les résultats d'un sondage effectué auprès des clients (TAÉ) de HQD (présenté en tant que pièce GRAME-1, doc. 2) :

- Près de 95 % de tous les répondants locataires consomment moins de 16 000 kWh/an,
- cela avec des revenus allant jusqu'à 80 000$/ménage/an.

On peut donc en conclure que presque tous les locataires à faibles revenus sont avantagés par une hausse différenciée.

Même du côté des propriétaires à faibles revenus seuls 16 % de ceux gagnant moins de 20 000 $/an auraient été touchés par la hausse des tarifs.

La figure suivante présente le lien entre les revenus et la consommation annuelle (en kWh). Nous avons ajouté une ligne pointillée au seuil de 16 000 kWh. La surface de chaque rectangle au-dessus représente ceux qui vont payer plus, et en-dessous ceux qui vont payer moins avec une hausse différenciée, pour chaque tranche de revenu familial. Il est clair qu'un gel de la redevance et une hausse deux fois plus importante sur le deuxième que sur le premier palier fait porter beaucoup plus le fardeau sur les ménages les mieux nantis, dans la très grande majorité des cas.



Source: Adapté d'Hydro-Québec: Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel – 2002.

: Seuil d'environ 16 000 KWh

CONCLUSION SUR LA PROPOSITION TARIFAIRE

Le GRAME considère que la stratégie tarifaire doit s'appuyer sur les hausses réelles des coûts du Distributeur et du Transporteur. Si la Régie reconnaît que les hausses de revenus nécessaires découlant du coût de service sont de 463 M$[37] et de 170 M$ pour les hausses prévues des coûts de transport (pour 2006), alors ces sommes qui devront servir à établir la stratégie tarifaire (en considérant que la part rétroactive de 170 M$ des frais de transport pour 2005 serait reportée). Elles représentent toutefois respectivement des hausses de 5,3 %[38] et de près de 2,0 % des tarifs, donc une hausse totale d'environ 7,3 %.

Le GRAME ne croit aucunement au scénario du Distributeur tel que présenté à la pièce HQD-1, doc. 1, p. 32 de 63. Ce scénario trop optimiste sert à justifier un compte d'étalement tarifaire qui équivaut à faire payer plus tard pour des coûts encourus aujourd'hui, plutôt qu'à véritablement répartir les hausses tarifaires.

Un des fondements d'une juste utilisation de l'énergie est la vérité des prix. Le GRAME recommande deux options : une hausse de 7,3 % ou une hausse de 5,3 %, le manque à gagner étant effectivement mis dans un compte d'étalement tarifaire.

Le GRAME appuie toutefois fortement la proposition du Distributeur qui recommande que la hausse soit différenciée, avec un gel de la redevance d'abonnement et une accentuation du seuil entre le premier et le deuxième palier. Cette réforme tarifaire permettra d'accroître l'effet incitatif envers l'efficacité énergétique tout en réduisant les impacts tarifaire sur les ménages à faibles revenus. La hausse différenciée en maintenant les paliers actuels demeure valable quelque soit la hausse de tarifs qui sera autorisée par la Régie. L'ajout d'un 3^{e} palier devrait néanmoins être envisagée.

Le GRAME est persuadé que l'utilisation d'une stratégie tarifaire intégrant la gestion de la demande ainsi qu'un accroissement de l'agressivité de certaines mesures d'économies d'énergie pourrait permettre de réduire les hausses des coûts d'approvisionnement, notamment pour les heures où ceux-ci risquent de s'avérer les plus onéreux.

Plusieurs indices tendent à démontrer que les coûts associés pour répondre à la demande de pointe vont ainsi tendre à croître plus rapidement au cours des prochaines années que ne l'a anticipé jusqu'à présent le Distributeur.

L'adoption de compteurs avancés (tels que traité aux pièces GRAME-2 et GRAME-3, et leurs diverses annexes) et d'une tarification différentiée dans le temps, devraient être considérés comme des outils incontournables et essentiels, à moyen terme, dans la recherche de l'atteinte de ces objectifs. Il serait prudent de commencer à prévoir l'investissement requis pour leurs implantations, que nous recommandons d'amorcer dès la prochaine année tarifaire.

[37] HQD-1, doc. 1, p. 10 de 21.
[38] HQD-1, doc. 1, p. 10 de 21.