



## **La proposition tarifaire 2007-2008 d'Hydro-Québec Distribution**

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ D'HYDRO-  
QUÉBEC DISTRIBUTION POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2007-2008  
ET  
DEMANDE D'AUTORISATION DU BUDGET 2007 DU PGEÉ

*Mémoire du  
Groupe de recherche appliquée en macroécologie  
(GRAME)*

*Par Jean-François Lefebvre*

*déposé le 30 octobre 2006*

*à la Régie de l'énergie  
Cause R-3610-2006*

**C-8-3 GRAME**

## TABLE DES MATIÈRES

1	Résumé et recommandations .....	3
2	Introduction .....	5
3	Prévision de la demande .....	6
3.1	La montée des prix des combustibles .....	6
3.2	Critère de température et méthode de répartition des coûts .....	6
4	La stratégie tarifaire .....	10
4.1	La hausse demandée pour l'année tarifaire 2007 .....	10
4.2	Les coûts d'approvisionnement : nouvelles modalités pour le compte de <i>pass-on</i> .....	10
4.3	La facture de transport.....	11
4.4	La proposition tarifaire : une initiative cohérente avec les principes de développement durable .....	17
4.5	Refléter les vrais coûts, une priorité environnementale .....	17
4.5.1	Comparaison des prix avec d'autres sources d'énergie .....	18
4.5.2	Comparaison des prix de l'électricité avec d'autres marchés....	20
5	Coût du service et indicateurs de performance .....	24
5.1	Masse salariale et effectifs .....	24
5.2	Autres charges directes: prioriser les économies de carburant .....	24
5.3	Indicateurs environnementaux .....	28
6	Taux de rendement sur l'avoir propre du Distributeur .....	29
7	Méthode de répartition du coût du service du distributeur .....	30
7.1	Répartition du coût de fourniture de l'électricité post patrimoniale ...	30
7.2	Répartition du coût de transport.....	33
7.3	Suivi de la balise de référence des indices d'interfinancement.....	35
8	Compteurs avancés .....	37

## 1 Résumé et recommandations

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

### La prévision de la demande :

- ❑ L'accroissement des efforts en efficacité énergétique est une meilleure participation qu'anticipée aux programmes, ainsi qu'un hiver plus doux et la baisse des niveaux d'activités de certaines entreprises ont contribué à réduire la demande. Ces facteurs ont largement compensé les impacts dus à la sous-estimation des prix des combustibles que nous avons souligné l'an dernier. Nous recommandons toutefois d'être vigilants et de s'assurer que les nouvelles prévisions tiennent compte des tendances amorcées au cours des derniers mois.
- ❑ De manière plus spécifique le GRAME recommande à la Régie de demander à Hydro-Québec de préciser – 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 souvent significativement plus bas que le prix du pétrole brut tout en subissant moins l'effet de ses fluctuations).
- ❑ 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 – jusqu'à ce que la Régie ait évalué la justification d'un tel changement et l'ait entériné en bonne et due forme

### La proposition tarifaire

- ❑ La hausse réelle des coûts n'est pas de 2,8 %, mais plutôt d'au moins 3,4 %, si on considère qu'il est injustifié de ne pas commencer à amortir dès 2007 le compte de frais reporté pour les 340 M\$ de frais de transports rétroactifs.
- ❑ Le GRAME s'oppose aux nouvelles modalités proposées pour le compte de pass-on pour l'achat de l'électricité post patrimoniale. Accepter cette modification reviendrait à adopter de changer les règles à chaque année en fonction des budgets présentées. Si elle devait être acceptée, cela devrait être en faire la nouvelle règle permanente. Nous sommes toutefois conscients que l'effet sur les tarifs de cette modification s'ajoutera à la celle que nous proposons à l'allocation de la facture de transport.
- ❑ Le GRAME serait prêt à accepter des modifications proposés pour le compte de pass-on si et seulement si la Régie obligerait effectivement le Distributeur à amortir le compte de frais reportés pour les frais de transport dès l'année 2007.
- ❑ Le GRAME constate une certaine légitimité dans le principe du transfert des coûts de fourniture post patrimoniaux, 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 post patrimoniaux risque d'être incontournable.
- ❑ Le GRAME ne remet aucunement en question le principe de l'utilisation d'un mécanisme d'étalement des tarifs. 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.

- ❑ Le GRAME appuie fortement la proposition du Distributeur qui recommande encore une fois que la hausse soit différenciée, avec un gel de la redevance d'abonnement et une accentuation du seuil entre le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> 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 quelle que soit la hausse de tarifs qui sera autorisée par la Régie.
- ❑ L'ajout éventuel d'un troisième palier, que nous avons 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 3,4 %. L'adoption d'un troisième palier réduirait globalement l'impact pour les faibles revenus mais induirait une hausse importante dans la catégorie grands clients du tarif D et DM.
- ❑ Par contre, si la Régie limite la hausse à 2,8 %, comme le demande le Distributeur, l'ajout d'un 3<sup>e</sup> palier devient envisageable.
- ❑ Il serait également intéressant de développer une approche qui permette d'accroître le coût marginal, mais strictement sur les dernières unités consommées.

### **Coût du services et indicateurs de performance**

- ❑ Le GRAME demande à la Régie de recommander au Distributeur d'évaluer et d'expérimenter la télémétrie et, dans la mesure du possible, la gestion informatique de leur parc de véhicules, tout en demeurant à l'affût des nouvelles techniques et mesures qui pourraient s'offrir afin d'en réduire les émissions de GES et la consommation de carburant.
- ❑ Le GRAME recommande que l'on bonifie les indicateurs de performance du distributeur, notamment au niveau des indicateurs environnementaux.

### **Méthode de répartition du coût du service du distributeur**

- ❑ Le GRAME considère que plusieurs options de répartition de coûts de l'électricité post patrimoniale sont viables, mais que seule l'approche globale proposée par HQD minimise les risques de croissance asymétrique incontrôlables et non planifiés des tarifs.
- ❑ Le GRAME reconnaît la pertinence des arguments du Distributeur et appuie sa proposition concernant la méthode de répartition des coûts de transport.

### **Compteurs avancés et tarification différenciée dans le temps**

- ❑ L'utilisation de compteurs avancés et autres mesures de gestion de la demande (DSM) et d'efficacité énergétique permettraient au Distributeur de réduire substantiellement ses coûts d'approvisionnement. La part croissante de l'énergie non patrimoniale dans les coûts, ainsi que les orientations de la nouvelle stratégie énergétique du Gouvernement du Québec, justifieraient de développer avec plus de sérieux la stratégie d'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 de son analyste externe sur le sujet et propose que le Distributeur commence l'implantation de compteurs avancés, du 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.

## **2 Introduction**

Pour la première fois, la proposition relative à l'établissement des tarifs d'électricité du Distributeur pour l'année tarifaire 2007-2008, ainsi que la demande d'approbation du budget 2007 du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) font l'objet d'un même dossier.

Le présent mémoire porte sur la demande tarifaire du Distributeur. Notre deuxième mémoire touche spécifiquement le Plan global en efficacité énergétique. À ce mémoire s'ajoute un rapport sur les réseaux autonomes et un autre sur la mise à jour de la vigie sur les compteurs avancés, rapports comportant plusieurs annexes.

L'ensemble de ces mémoires, rapports et annexes constitue la preuve du GRAME dans le présent dossier.

### **3 Prévision de la demande**

Concernant la prévision de la demande, le GRAME s'interroge sur deux points en particulier : le premier fait suite au constat de sous-estimation de l'impact de la montée du prix des combustibles que nous avons fait l'an dernier, 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, lesquelles a été modifiées par le Distributeur sans avoir officiellement l'aval de la Régie.

#### **3.1 La montée des prix des combustibles**

Dans sa Décision D-2005-178 (p. 7), la Régie souligne que :

« (...) 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. »

Certes, l'accroissement des efforts en efficacité énergétique est une meilleure participation qu'anticipée aux programmes, ainsi qu'un hiver plus doux et la baisse des niveaux d'activités de certaines entreprises ont contribué à réduire la demande. Ces facteurs ont largement compensé les impacts dus à la sous-estimation des prix des combustibles que nous avons soulignée l'an dernier.

Nous recommandons d'être vigilants et de s'assurer que les nouvelles prévisions tiennent compte des tendances amorcées au cours des derniers mois.

**De manière plus spécifique le GRAME recommande à la Régie de demander à Hydro-Québec de préciser – 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 souvent significativement plus bas que le prix du pétrole brut tout en subissant moins l'effet de ses fluctuations).**

Cette distinction permettra de mieux expliquer, comprendre et prévoir les fluctuations du marché québécois de l'énergie et les niveaux de concurrences sur différents marchés.

#### **3.2 Critère de température et méthode de répartition des coûts**

Traditionnellement, le Distributeur utilisait une température de référence de 15°C comme seuil de température en deçà duquel les clients passent en mode chauffage. Si ce seuil théorique ne change rien dans les ventes réelles du Distributeur, sa modification n'en affecte pas moins les répartitions des coûts entre le chauffage et

les autres utilisations. Ce seuil sert notamment à 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 Distributeur avait soudainement opté pour une température de référence de 18°C pour répartir ces mêmes besoins.<sup>1</sup>

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, considérant celui-ci non seulement surprenant, mais également injustifié et illogique. Dans ce dossier, 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 18°C pour calculer les degrés-jours. Rappelons que depuis la cause R-3351-96, la SCGM a une méthode qui donne comme valeur charnière 13°C et que Gazifère utilise une base de 14°C.<sup>2</sup> 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, M. Fontaine avait aussi 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. »<sup>3</sup>

Toujours en réponse à une question du GRAME le Distributeur précise :

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> SCGM, Dossier R-3351-96, décision D-96-16; Gazifère, Dossier R-3537-2004, pièce GI-11, Document 1, page17, lignes 25 à 29.

<sup>3</sup> HQD-16, doc. 6, p. 15 de 52.

« Si la température de référence de 15°C, au lieu de 18°C, était retenue pour le chauffage au secteur Domestique et Agricole, les impacts sur la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver seraient très semblables à ceux identifiés par le Distributeur en réponse à la demande de renseignements du GRAME de la cause R-3579-2005 (HQD-14, document 5, question 5.2, pages 14-15). »

Le tableau suivant identifie et quantifie donc, avec les données du dossier tarifaire précédent, les impacts sur la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver, dans l'hypothèse où la température de référence de 15°C au lieu de 18°C serait retenue pour le chauffage au secteur Domestique et Agricole. L'impact global sur les besoins en puissance du Distributeur entre la prévision de juin et la simulation effectuée avec une température de 15°C était donc de -19 MW pour l'hiver 2005-2006. Le détail de cet impact est présenté dans le tableau suivant :

<b>Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver (MW)</b>	
<b>Révision de juin 2005 avec degrés-jours base 15°C</b>	
<b>Scénario moyen</b>	
<b>Comparaison par rapport à la révision de juin 2005</b>	
	<b>2005- 2006</b>
<b>Chauffage domestique et agricole</b>	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	10 263
Révision de juin 2005	9 449
Écart	814
<b>Chauffage général et institutionnel</b>	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	3 408
Révision de juin 2005	3 408
Écart	0
<b>Bi-énergie CII (tarif BT)</b>	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	343
Révision de juin 2005	343
Écart	0
<b>Eau chaude domestique et agricole</b>	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	1 703
Révision de juin 2005	1 703
Écart	0
<b>Industriel - PME</b>	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	1 643
Révision de juin 2005	1 643
Écart	0
<b>Industriel Grandes entreprises</b>	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	8 112
Révision de juin 2005	8 112
Écart	0
<b>Autres usages</b>	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	10 500
Révision de juin 2005	11 333
Écart	-833
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>	
<b>Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C</b>	<b>35 972</b>
<b>Révision de juin 2005</b>	<b>35 991</b>
<b>Écart</b>	<b>-19</b>

R-3579-2005, HQD-14, document 5, question 5.2, pages 14-15.



Le fait que ces correctifs ne soient pas majeurs ne change rien au fait que 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 chances 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 montrait dans sa pièce HQD-14, doc. 6, p. 15 de 22 du dossier R-3579-2005, 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 prévus par HQD.

## 4 La stratégie tarifaire

La présente section porte sur la proposition de hausse tarifaire du Distributeur, de manière générale, et sur la stratégie tarifaire mise de l'avant par HQD dans le présent dossier, en particulier.

### 4.1 La hausse demandée pour l'année tarifaire 2007

Le présent dossier vise notamment à établir les tarifs d'électricité applicables à la clientèle québécoise à compter du 1<sup>er</sup> avril 2007. La proposition de HQD implique :

« Pour l'année tarifaire 2007, la hausse des tarifs nécessaire pour permettre au Distributeur de récupérer son coût de service est de 2,8 %. »<sup>4</sup>

L'hiver 2006 particulièrement doux, une conjoncture économique plus difficile pour les clients industriels et des économies d'énergie dégagées du PGEÉ supérieures aux attentes ont amené

« (...) le Distributeur à revoir à la baisse la prévision des ventes de l'année 2006 de 4,3 TWh par rapport à ce qui avait été initialement prévu. Ces volumes ont un impact direct important sur les coûts d'achat de l'électricité (...) »<sup>5</sup>

Cette hausse tarifaire n'inclut pas les coûts de transport additionnels :

« Par ailleurs, en avril dernier, le Régie de l'énergie approuvait la demande du Transporteur de hausser la facture de service de transport pour la charge locale d'un montant de 170 M\$ sur une base annuelle (D-2006-66). (...) »<sup>6</sup>

Il est à noter que

« Cette décision autorise également le Transporteur à appliquer cette hausse rétroactivement au 1<sup>er</sup> janvier 2005. »<sup>7</sup>

Pour évaluer la justification de la hausse tarifaire demandée, il est nécessaire de regarder plusieurs des paramètres associés.

### 4.2 Les coûts d'approvisionnement : nouvelles modalités pour le compte de *pass-on*

Les coûts d'approvisionnement 2007 présentent une diminution de près de 223 M\$ par rapport à ce qui avait été approuvé en 2006. Les deux tiers de cette baisse découlent de l'intégration, en 2007, du compte de *pass-on* pour les

---

<sup>4</sup> Référence : HQD-1, Doc. 1, p. 5 de 18.

<sup>5</sup> *Ibid.*

<sup>6</sup> *Ibid.*

<sup>7</sup> *Ibid.*

approvisionnement post patrimoniaux des années 2005 et 2006. Le tiers restant est attribuable à la révision à la baisse de la prévision de la demande ainsi qu'à la réduction des coûts unitaires d'approvisionnement.

Le GRAME avait appuyé, dans les dossiers tarifaires précédents, que les écarts en prix et en volume entre les coûts d'approvisionnement réels et prévus soient comptabilisés dans un compte de frais reportés (le compte de *pass-on*) et qu'ils soient alloués dans les tarifs du deuxième exercice tarifaire subséquent.

Aucune règle n'est parfaite. Mais la procédure demeure logique et parfaitement acceptable. Nous nous interrogeons toutefois sur le fait que le Distributeur veuille modifier la règle qu'il a lui même contribué à faire adopter et ce, dès que les résultats ne semblent pas conformes à ses prévisions.

Ainsi, les conditions climatiques plus clémentes et la croissance moins forte que prévue contribuent à réduire les coûts d'approvisionnement prévus pour l'année 2006 de 182 M\$.

Considérant l'importance de cette baisse et la volonté de mieux apparier les coûts aux bonnes générations de clients, le Distributeur propose de ne pas attendre au prochain dossier tarifaire pour la refléter dans son coût de service. Pour le bénéfice de l'ensemble de sa clientèle, il intègre donc dès 2007 ce solde créditeur dans son coût de service et en conséquence, demande à la Régie d'approuver de nouvelles modalités attachées au compte de *pass-on* pour l'achat de l'électricité post patrimoniale.<sup>8</sup>

**Le GRAME s'oppose aux nouvelles modalités proposées pour le compte de *pass-on* pour l'achat de l'électricité post patrimoniale. Accepter cette modification reviendrait à adopter de changer les règles à chaque année en fonction des budgets présentés. Si elle devait être acceptée, cela devrait être la nouvelle règle permanente.**

Nous sommes toutefois conscients que l'effet sur les tarifs de cette modification s'ajoutera à la celle que nous proposons à l'allocation de la facture de transport.

**Le GRAME serait prêt à accepter des modifications proposés pour le compte de *pass-on* si et seulement si la Régie obligerait effectivement le Distributeur à amortir le compte de frais reportés pour les frais de transport dès l'année 2007.**

### 4.3 La facture de transport

« En avril 2006, la Régie approuvait le nouveau tarif de transport pour la charge locale de 2 483 M\$. Pour le Distributeur, il s'agit d'une hausse de 170 M\$ de la facture pour ce service. Dans cette même décision, la Régie autorisait le Transporteur à appliquer rétroactivement les tarifs pour le service de transport à compter du 1er janvier 2005. C'est donc plus de 340 M\$ additionnels que le Distributeur devrait intégrer dans son coût de service en 2007 au titre de cette rétroactivité. L'ensemble de la facture de transport pourrait justifier à elle seule un ajustement des tarifs de l'ordre de 5,6 % »<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> Référence : HQD-1, Doc.1, p. 8 de 18.

<sup>9</sup> *Id.*, p. 9 de 18.

HQD soutient que cette mesure s'avère « exceptionnelle » et justifie, selon elle, « une règle d'exception (...) afin d'éviter aux consommateurs d'électricité du Québec une forte fluctuation des tarifs. » À cet effet, le Distributeur propose d'intégrer dès 2007 le coût annuel de transport récemment autorisé mais de reporter le solde non récupéré des années 2005 et 2006, soit 340 M\$ plus les intérêts, sur un maximum de trois ans débutant en 2008. »

Cette proposition contrevient clairement à l'objectif d'éviter de faire payer dans le futur pour une consommation actuelle ou passée. La seule justification qui serait susceptible de la rendre acceptable repose sur la volonté d'apporter une certaine stabilité dans les tarifs. À cet égard, il était nécessaire d'obtenir l'impact, sur plusieurs années, de différentes stratégies tarifaires. C'est ce que le GRAME a obtenu d'HQD en réponse à ses questions.

**Option I : proposition de HQD avec frais reportés de 340 M\$ facturés de 2008 à 2010**

La première hypothèse, celle qui sert de point de référence, correspond aux fluctuations de tarifs anticipées pour les prochaines années, en incluant le compte reporté de 340 M\$. En réponse aux questions du GRAME (HQD-16, Doc.6, p. 6 de 52), Hydro-Québec précise les implications de cette option :

« Le Distributeur tient à souligner qu'une certaine prudence doit toutefois être exercée dans l'interprétation de ces résultats. En effet, malgré la cohérence de l'ensemble des hypothèses et paramètres utilisés dans l'exercice de prévision à long terme, plusieurs variables pourraient changer et avoir un impact important sur les résultats. Le cadre financier sur lequel s'appuie le présent dossier tarifaire dispose du compte de frais reportés relatif au service de transport des années 2005 et 2006 (totalisant 340 M\$ + intérêts) sur une période de 3 ans, de 2008 à 2010. Les hausses tarifaires anticipées sont les suivantes:

	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>Revenus requis</b>	10 215	10 696	11 047	11 178
<b>Hausses tarifaires requises</b>	2,8 %	3,5 %	2,5 %	0,1 %

Référence : HQD-16, Doc.6, p. 6 de 52

Ce scénario est, selon le GRAME, à rejeter :

Baisser artificiellement les tarifs en 2007 sous prétexte d'une volonté d'atténuer les fluctuations tarifaires n'est aucunement justifié si les hausses de tarifs anticipées pour 2008 sont déjà plus importantes que celles réclamées pour la prochaine année tarifaire. Cela ne constitue pas un signal de prix adéquat, tout en démontrant clairement que l'on reporte à plus tard ce que l'on devrait commencer à payer dès maintenant.

**Option II : proposition de HQD compte de frais reportés de 340 M\$ facturé en 2007**

Dans un deuxième scénario proposé par le GRAME, le compte reporté de 340 M\$ serait entièrement facturé en 2007 :

« Dans l'hypothèse où l'on aurait disposé du compte de frais reportés relatif au service de transport des années 2005 et 2006 (totalisant 340 M\$ + intérêts) entièrement en 2007, les hausses tarifaires anticipées auraient été de l'ordre de:

	2007	2008	2009	2010
<b>Revenus requis</b>	10 570	10 546	10 900	11 041
<b>Hausses tarifaires requises</b>	6,7 %	-0,4 %	0,1 %	0,4 %

Référence : HQD-16, Doc.6, p. 7 de 52

Ce scénario est, selon le GRAME, à rejeter : Une hausse artificielle suivie d'une baisse l'année suivante ne constitue pas un signal de prix adéquat. De plus, le fait qu'il s'agisse d'une rétroaction, il peut être acceptable de ne pas l'intégrer d'un coup, ce qui implique d'accepter de l'étaler, idéalement sur deux ou trois années afin de réduire les frais d'intérêt inutile.

#### Option III : compte de frais reportés de 340 M\$ facturé sur trois ans mais dès 2007

Dans les deux scénarios suivants, nous avons demandé au Distributeur de commencer en 2007 à intégrer le compte de frais reporté, d'abord avec l'hypothèse d'un premier paiement sur 3 ans, puis un sur 2 ans.

«Le coût du service de transport 2007 par rapport au coût de 2006 est en hausse de 7,4 %, et cela en ne considérant que la hausse annuelle courante. À lui seul, cet élément contribue à près de 1,9 % des 2,8 % d'ajustement tarifaire requis afin de rencontrer le coût de service 2007, soit plus des 2/3 de l'ajustement. C'est pourquoi le Distributeur a considéré raisonnable de limiter à cette hauteur l'ajustement requis au titre du service de transport, compte tenu des autres besoins du Distributeur à l'égard de l'année 2007, notamment les besoins marqués en matière d'entretien du réseau. Le scénario envisagé par le Distributeur présente également l'avantage d'une plus grande stabilité des tarifs (...). Par ailleurs, le Distributeur réitère son intention de proposer dans son prochain dossier tarifaire, une stratégie spécifique quant à l'intégration des coûts reportés de transport qui, rappelons-le, contiennent la hausse de deux années complètes et non d'une seule (voir HQD-1, document 1, page 9). Dans l'hypothèse où l'on aurait disposé du compte de frais reportés relatif au service de transport des années 2005 et 2006 (totalisant 340 M \$ + intérêts) sur une période de 3 ans, de 2007 à 2009, les hausses tarifaires anticipées auraient été de l'ordre de :

	2007	2008	2009	2010
<b>Revenus requis</b>	10 335	10 669	11 027	11 042
<b>Hausses tarifaires requises</b>	4,3 %	2,5 %	1,6 %	-1,2 %

Référence : HQD-16, Doc.6, p. 8 de 52

Il s'agit clairement de la meilleure option parmi celles qui sont envisageables. C'est l'option que recommande fortement le GRAME à la Régie. **Pour la GRAME, il n'y a**

**aucune raison justifiant de ne pas commencer l'amortissement du compte de frais reportés dès l'année tarifaire 2007. C'est à l'avantage des consommateurs de commencer à défrayer le plus rapidement possible une dépense passée, notamment afin que de réduire les frais d'intérêt.**

De plus, les prévisions pour les années 2008 à 2010 doivent être considérées au regard du constat des dernières années, c'est-à-dire des écarts faramineux entre les prévisions et la situation réelle constatée dans les faits.

Il est inacceptable, sous prétexte de vouloir lisser les tarifs, d'adopter une stratégie qui clairement implique une hausse plus importante des tarifs l'année suivante (avec respectivement 2,8 % en 2007 et 3,5 % en 2008 selon la proposition du Distributeur).

Option IV : compte de frais reportés de 340 M\$ facturé sur 2 ans dès 2007

Dans l'hypothèse où l'on aurait disposé du compte de frais reportés relatif au service de transport des années 2005 et 2006 (totalisant 340 M\$ + intérêts) sur une période de 2 ans, de 2007 à 2008, les hausses tarifaires anticipées auraient été de l'ordre de:

	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>Revenus requis</b>	10 395	10 729	10 904	11 042
<b>Hausses tarifaires requises</b>	4,9 %	2,6 %	-0,3 %	-0,6 %

Référence : HQD-16, Doc.6, p. 8 de 52

Pour parfaire l'analyse, il était pertinent de connaître les montants et les intérêts payés par les clients avec le scénario proposé par le Distributeur et avec différents scénarios. En réponse aux questions du GRAME, le Distributeur a ainsi fourni des scénarios suivants. Le premier, ce que nous appelons l'option 1, est la proposition actuelle du Distributeur avec l'hypothèse de disposition sur trois ans, de 2008 à 2010, du compte de frais reportés de 340 millions.

**Tableau 4.3 A (option I)**

<b>Hypothèse de disposition Sur 3 ans de 2008 à 2010 (en M\$)</b>			
<b>Calcul des frais reportés</b>			
<b>Année</b>	<b>Solde cumulatif</b>	<b>Intérêts capitalisés</b>	<b>Solde à la fin</b>
<b>2006</b>	340,0	15,4	355,4
<b>2007</b>	355,4	29,5	384,9
		44,9	
<b>Disposition du compte de frais reportés</b>			

Année	Solde du début	Amortissement	Solde à la fin	Moyenne 13 soldes	Rendement	Impact revenus requis
<b>2007</b>						
<b>2008</b>	384,9	128,3	256,6	266,4	21,6	149,9
<b>2009</b>	256,6	128,3	128,3	138,1	11,4	139,7
<b>2010</b>	128,3	128,3	0,0	9,8	0,8	129,1
		<b>384,9</b>			<b>33,8</b>	<b>418,7</b>

Hypothèse : Amortissement de la portion capital en début d'année

Référence : HQD-16, Doc.6, p. 9 de 52

Le deuxième, ce que nous appelons l'option 3, est la recommandation du GRAME avec l'hypothèse de disposition sur trois ans 2008 à 2010 du compte de frais reportés de 340 millions. (paiement sur 3 ans mais commençant en 2007, paiement sur 2 ans débutant aussi en 2007).

**Tableau 2.3 B (option III)**

<b>Hypothèse de disposition</b>						
<b>Sur 3 ans de 2008 à 2010 (en M\$)</b>						
<b>Calcul des frais reportés</b>						
<b>Année</b>	<b>Solde cumulatif</b>	<b>Intérêts capitalisés</b>	<b>Solde à la fin</b>			
<b>2006</b>	340,0	15,4	355,4			
<b>2007</b>	-	-	-			
		44,9				
<b>Disposition du compte de frais reportés</b>						
<b>Année</b>	<b>Solde du début</b>	<b>Amortissement</b>	<b>Solde à la fin</b>	<b>Moyenne 13 soldes</b>	<b>Rendement</b>	<b>Impact revenus requis</b>
<b>2007</b>	355,4	118,5	236,9	246,0	19,7	138,2
<b>2008</b>	236,9	118,5	118,4	127,5	10,3	128,8
<b>2009</b>	118,4	118,5	0,0	9,1	0,8	119,3
<b>2010</b>	0,0				0,8	
		<b>355,5</b>			<b>30,7</b>	<b>386,2</b>

Hypothèse : Amortissement de la portion capital en début d'année

Référence : HQD-16, Doc.6, p. 11 de 52

Le GRAME a demandé au Distributeur de considérer des scénarios alternatifs à sa proposition, à partir des hypothèses qu'il lui avait soumises. L'objectif recherché est de trouver l'approche qui permet, le plus, de:

- Réduire les frais d'intérêts;
- Tendre vers le respect des objectifs de vérité de prix, notamment ;
- Tout en tenant compte de la stabilité du signal de prix (ce que ne fait pas l'option II).

À cet égard, il est très clair que l'option III se démarque, suivie de l'option IV.

Nous excluons de facto un amortissement sur plus de trois ans, option qui implique des intérêts inutilement élevés à long terme tout en faussant le signal de prix à court terme.



**Le GRAME recommande que le compte de frais reportés pour les frais de transport soit amorti sur trois ans, idéalement, sinon sur deux ans, mais surtout, que son amortissement débute dès 2007 (donc de 2007 à 2009).**

#### **4.4 La proposition tarifaire : une initiative cohérente avec les principes de développement durable**

Selon le GRAME une hausse tarifaire de 4,3 % est tout à fait acceptable pour les raisons suivantes, lesquelles seront élaborées dans les sous-sections qui suivent :

- a. le fait de refléter maintenant les vrais coûts dans le signal des prix tend à encourager les efforts croissants en efficacité énergétique, lesquels contribuent, à moyen et long terme, à réduire les coûts pour les consommateurs ;
- b. les hausses des prix des autres sources d'énergie sont telles que la position concurrentielle de l'électricité est généralement préservée ;
- c. nos tarifs demeurent hautement compétitifs, notamment lorsqu'ils sont comparés aux autres marchés nord-américains.

#### **4.5 Refléter les vrais coûts, une priorité environnementale**

Il est clair que la tarification joue un rôle non négligeable dans la consommation d'énergie des Québécois. Il est également fort probable qu'un manque en énergie, à court et moyen termes, mènerait à une croissance des émissions de gaz à effet de serre due à un plus fréquent recours aux importations d'énergie et à la probabilité accrue de construire des centrales thermiques. D'ailleurs, tel que l'avait affirmé l'expert du GRAME lors de la cause R-3492, phase II :

« Acheter l'électricité d'ailleurs signifie des pressions à la hausse pour les émissions de GES en Amérique du Nord, puisque à l'exception du Québec, du Manitoba et de la Colombie Britannique, la production d'électricité se fait principalement à partir de source d'énergie fossile ou nucléaire. » (pièce GRAME-2, doc.2, cause R-2492-2002 phase II, p.7 de 38).

Dans sa preuve soumise dans le cadre du dossier R-3541-2005, le GRAME soulevait ainsi cette problématique :

« Ainsi, dans une perspective de développement durable, les mesures en efficacité énergétique doivent être accompagnées par une tarification qui les rend d'autant plus attrayantes, sans pour autant que cela entraîne un choc tarifaire indu auprès de la clientèle. »

**La proposition du Distributeur dans le cadre de la présente cause, portant sur une hausse tarifaire de 2,8 % serait apparu tout à fait raisonnable, voire même souhaitable, si elle n'avait pas résulté d'un transfert dans le futur de dépenses qui devraient être assumées dès maintenant, jumelées à une autre modification**

**comptable qui devancerait à cette année une économie financière qui aurait dû être allouée l'année prochaine, afin de respecter les règles déjà établies.**

**Le GRAME salue toutefois le fait que la hausse soit davantage portée sur le deuxième palier et sur la prime de puissance que sur le premier palier ou sur la redevance.**

Cette stratégie tarifaire contribue à réduire les impacts sur la clientèle à faibles revenus.

Cet impact se verrait encore plus atténué pour la clientèle à faible consommation et à faibles revenus si cette hausse est accompagnée par une structure tarifaire à trois paliers suggérée par le GRAME dans le dossier tarifaire précédents, **ou par une autre méthode permettant d'accroître le coût marginal tout en respectant globalement la structure tarifaire à deux paliers.**

Cette hausse est heureusement compensée par le fait que le Distributeur accroît sensiblement le budget qui serait alloué au PGEÉ à partir de l'année 2007, ce que nous appuyons fortement. Ces investissements additionnels par HQD dans le PGEÉ aideront un plus grand nombre de clients à réduire leur consommation et leurs coûts énergétiques.

Le GRAME a déjà souligné que l'efficacité énergétique ainsi que la tarification sont des sujets distincts mais aussi étroitement reliés pour ce qui à trait aux tendances de consommation énergétique de la clientèle québécoise. Les mesures en efficacité énergétique doivent être accompagnées d'une tarification et d'une structure tarifaire appropriées et vice-versa.

On constate à cet égard que l'Ontario poursuit les importantes modifications qui ont été amorcées en avril 2004. Les hausses de tarifs y avaient été accompagnées d'une nouvelle structure tarifaire (différenciée dans le temps), laquelle entrait en fonction en avril 2005. Cette nouvelle structure tarifaire s'intègre à la mise en place d'un système de compteurs intelligents auprès de 4,3 millions de clients résidentiels d'ici 2010, ce qui demandera un investissement additionnel de l'ordre d'un milliard de dollars (qui seront amplement récupérés à même les économies d'énergie à moyen et long termes).<sup>10</sup>

Il y a également d'autres raisons importantes qui justifieraient l'augmentation de 4,3 % des tarifs d'électricité lesquelles sont élaborées dans les deux sous-sections qui suivent.

#### **4.5.1 Comparaison des prix avec d'autres sources d'énergie**

Tel que l'indique le Distributeur, compte tenu de son monopole dans la vente au détail au Québec la concurrence principale provient surtout du mazout et du gaz naturel comme sources d'énergie alternatives. Ainsi, il est pertinent d'évaluer l'impact d'une hausse tarifaire sur la position concurrentielle du Distributeur par rapport à ces sources d'énergie plus polluantes.

---

<sup>10</sup> Voir par exemple, April Lindgren, « Ontarians to pay 1B for hydro meters », *The Ottawa Citizen*, 10 novembre 2004.

Il y a deux ans, dans son dossier tarifaire, le Distributeur affirmait déjà :

« (...) le chauffage électrique des locaux et de l'eau est nettement avantageux pour une résidence unifamiliale type lorsque sont pris en compte les faibles coûts d'acquisition, d'installation et d'entretien des systèmes électriques. Dans le domaine commercial, la position de l'électricité pour le chauffage reste également avantageuse bien que la concurrence soit plus vive de la part des combustibles.» (R-3541-2005, HQD-13, doc.1, pp.15-16 de 23).

De plus, comme le démontre le Distributeur dans sa preuve, les coûts des combustibles ont été marqués, dans les dernières années, non seulement par une croissance significative mais aussi par des fluctuations fulgurantes. Il est également intéressant de constater que cette tendance fut ainsi soulevée par le Distributeur il y a deux ans :

« (...) 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 2004, la facture énergétique pour une maison moyenne chauffée au mazout ou au gaz naturel a crû respectivement de 61,3 % et de 49,5 %. » (R-3541-2005, HQD-13, doc.1, p.7 de 23).

Deux ans plus tard, on constate, dans le présent dossier, que les écarts constatés se sont considérablement accrus :

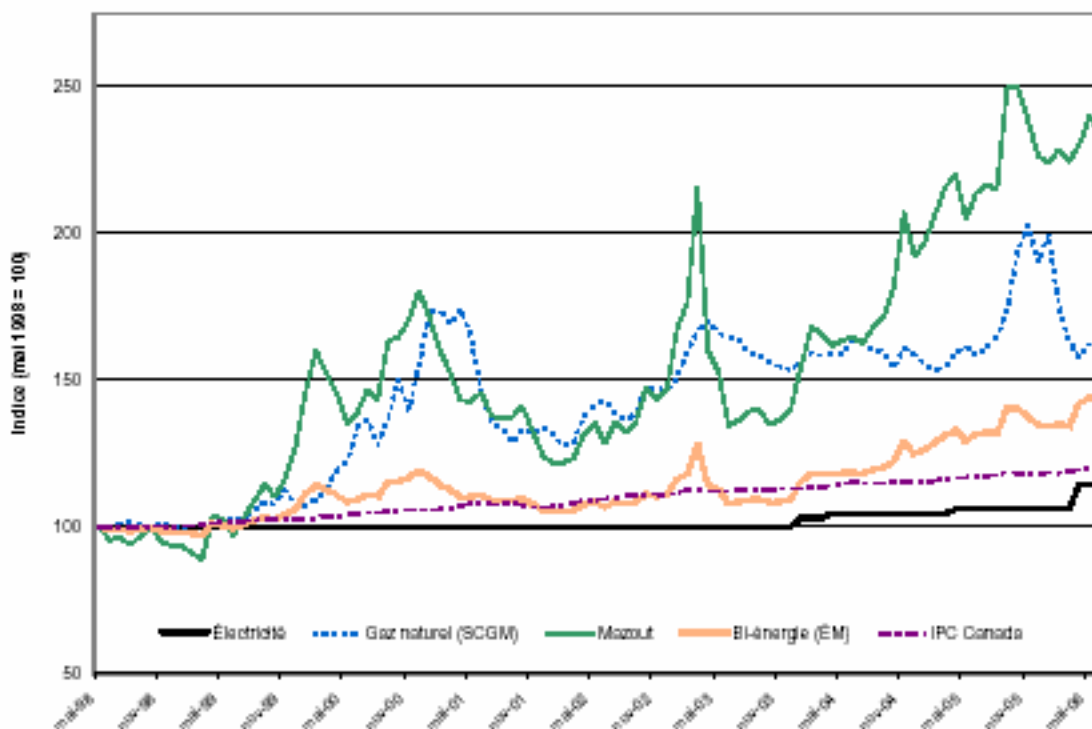
« Ainsi, entre le 1er mai 1998 et le 1er avril 2006, la facture énergétique pour une maison moyenne de 158 m<sup>2</sup> chauffée à l'électricité a crû de 14,4 % alors que la facture de la même maison, chauffée au mazout ou au gaz naturel, a crû respectivement de 130 % et de 58 %. »

Il est très clair que la position concurrentielle de l'électricité comparée à d'autres sources d'énergie, en territoire québécois, s'est améliorée.

Une évolution qu'illustre très bien la figure suivante :

1  
2  
3  
4

FIGURE 1  
CROISSANCE DES COÛTS D'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX  
MAISON UNIFAMILIALE MOYENNE SITUÉE À MONTRÉAL  
MAI 1998 À JUIN 2006



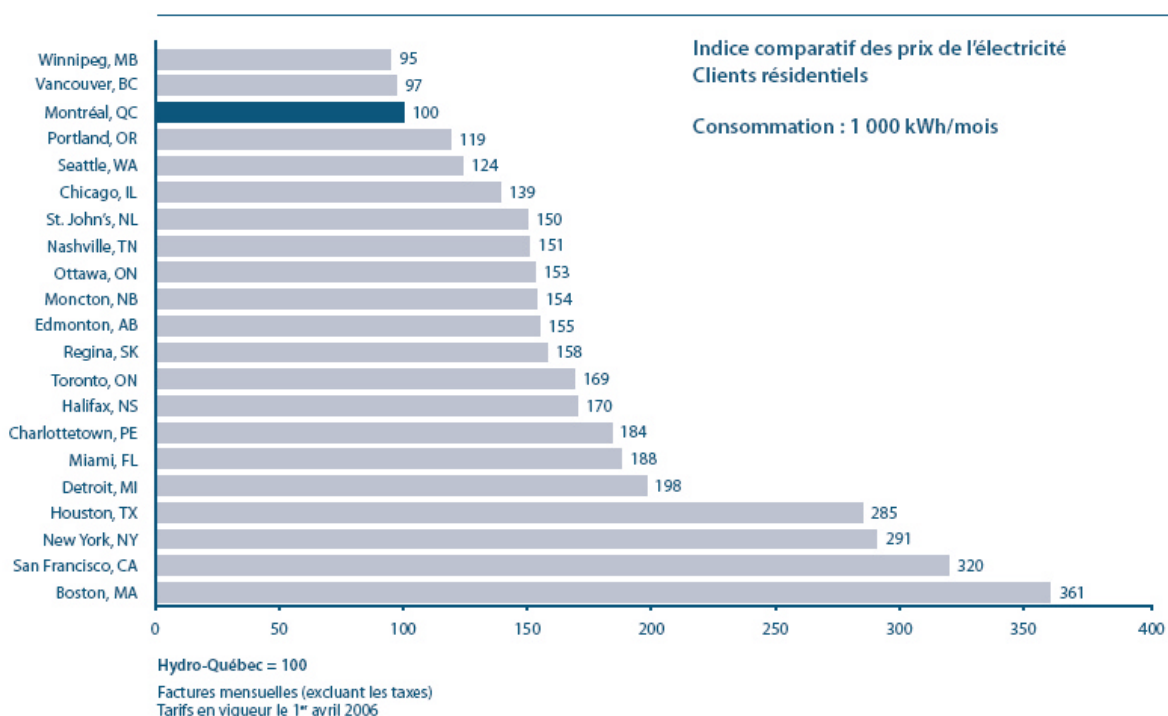
Pour le GRAME, il est très clair que l'augmentation du prix des combustibles des dernières années, de concert avec l'instabilité engendrée par leurs fluctuations importantes, ne font que valider l'affirmation du Distributeur qui précisait que « la hausse tarifaire proposée n'aura qu'un impact négligeable sur la position concurrentielle de l'électricité par rapport aux autres formes d'énergie. »<sup>11</sup>.

#### 4.5.2 Comparaison des prix de l'électricité avec d'autres marchés

Il est clair que les tarifs d'électricité qui sont applicables aux clients résidentiels continuent d'être parmi les moins élevés en Amérique du Nord comme nous pouvons le constater dans le tableau ci-après qui compare le prix de l'électricité au 1er avril 2006 pour une consommation type de 1 000 kWh par mois dans plusieurs villes nord-américaines.

<sup>11</sup> R-3541-2005, HQD-13, doc.1, p.16.

**Tableau 4.5.2 A: Prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines  
(clients résidentiels)**

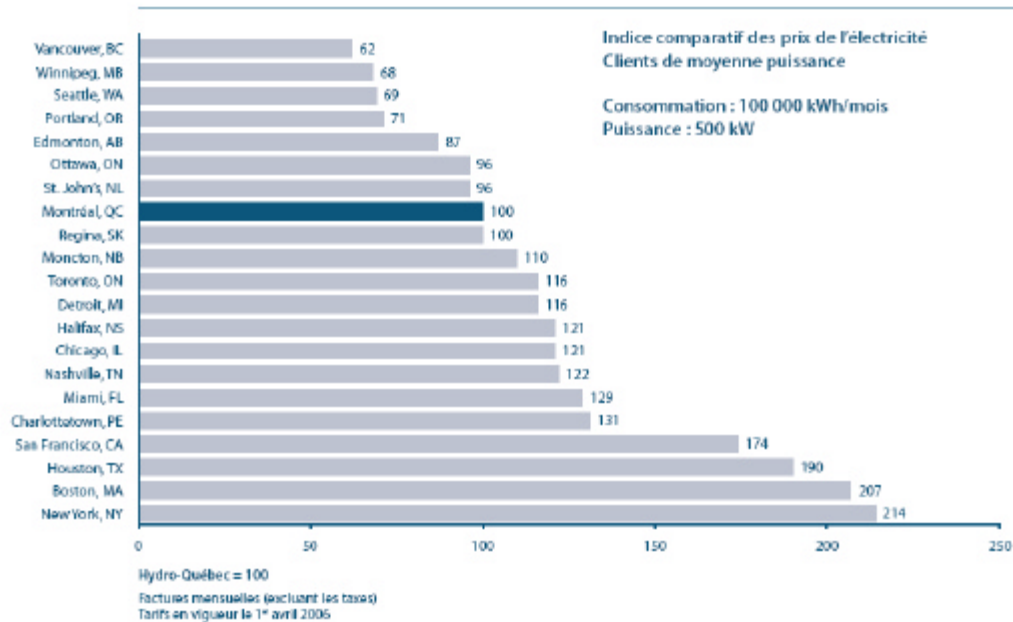


Référence : [http://www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison\\_prix/2006/pdf/comp\\_2006\\_fr.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison_prix/2006/pdf/comp_2006_fr.pdf)

En ce qui concerne les clients de moyenne puissance dont la consommation mensuelle est de 100 000 kWh et la puissance appelée, de 500 kW, Montréal est passée du septième au huitième rang au 1<sup>er</sup> avril 2006 (tableau 4.5.2 B).

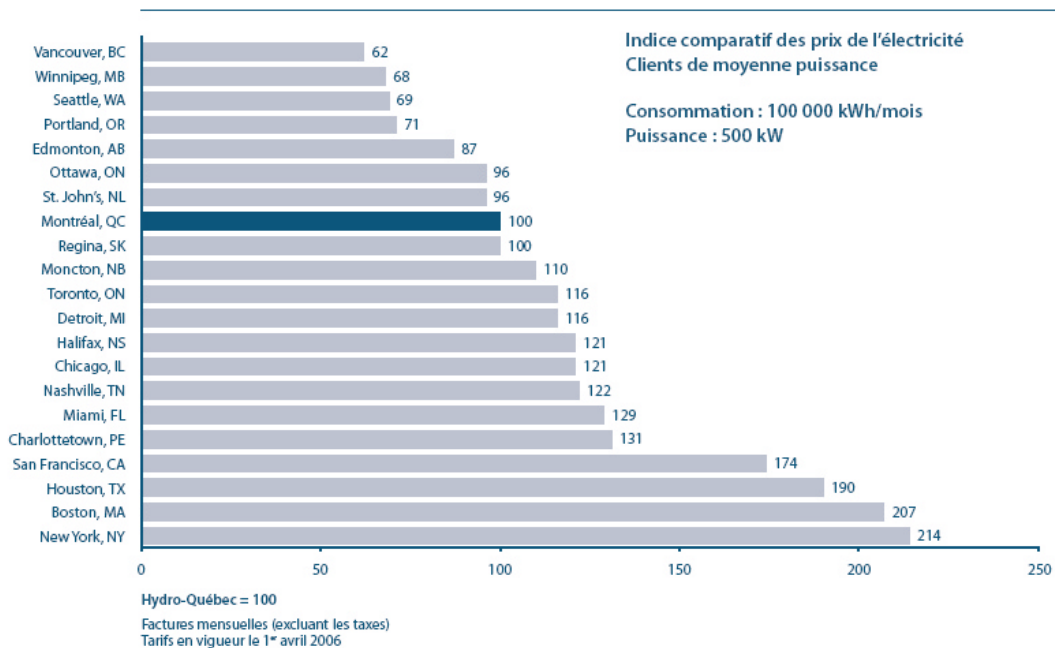
Le tableau suivant (4.5.2 C) montre l'indice comparatif des prix pour les clients de grande puissance dont la consommation mensuelle est de 3 060 000 kWh et la puissance appelée, de 5 000 kW. Montréal se classe de nouveau au troisième rang.

**Tableau 4.5.2 B: Prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines  
(clients de moyenne puissance)**



Référence : [http://www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison\\_prix/2006/pdf/comp\\_2006\\_fr.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison_prix/2006/pdf/comp_2006_fr.pdf)

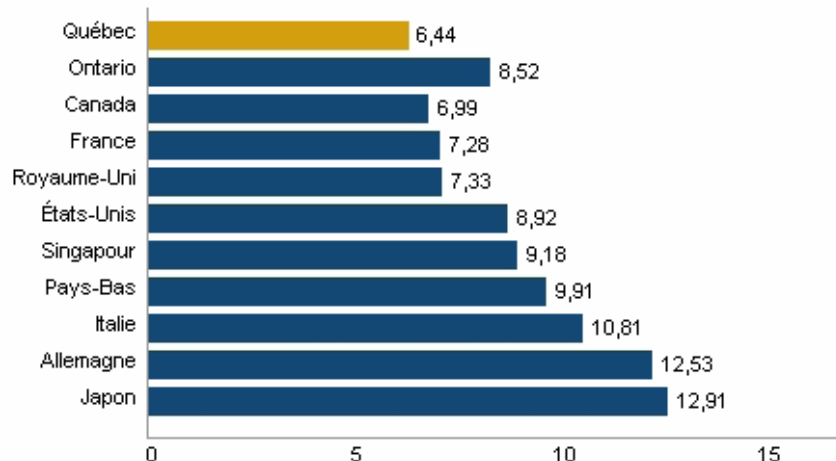
**Tableau 4.5.2 C: Prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines  
(clients de moyenne puissance)**



Référence : [http://www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison\\_prix/2006/pdf/comp\\_2006\\_fr.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison_prix/2006/pdf/comp_2006_fr.pdf)

Il est à noter que les tarifs d'électricité demeurent plus avantageux au Québec que dans les principaux pays industrialisés, comme le démontre le tableau suivant (données d'Investissements Québec).

**Tableau 4.5.2 D: Comparaison internationale du coût de l'électricité, 2006**  
**(Moyenne de douze industries, ¢US/kWh)**



Source : Le guide de KPMG sur les coûts des entreprises à l'échelle internationale—Édition 2006.

La comparaison avec certains pays en développement s'avère moins avantageuse. Ramener les prix de l'électricité du Québec au cours du marché serait problématique pour plusieurs industries. Mais nous n'en sommes aucunement là, avec les hausses, somme toutes relativement modestes, qui sont envisagées dans le présent dossier, tant par le Distributeur que par le GRAME.

**Compte tenu de l'ensemble des éléments énoncés dans cette section, une hausse tarifaire pour les clients du Distributeur est tout à fait justifiée, ceci est non seulement vrai du point de vue environnemental, mais aussi afin de permettre un étalement tarifaire équilibré.**

**Le GRAME estime qu'une hausse différenciée des tarifs de l'ordre de 3,4 % avec un gel de la redevance représente une proposition acceptable.**

Le GRAME constate une certaine légitimité dans le principe du transfert des coûts de fourniture post patrimoniaux, 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 post patrimoniaux risque d'être incontournable.

Le GRAME ne remet aucunement en question le principe de l'utilisation d'un mécanisme d'étalement des tarifs. 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

## **5 Coût du service et indicateurs de performance**

Dans la section suivante, nous exprimons quelques commentaires sur le coût de service de Distributeur.

### **5.1 Masse salariale et effectifs**

Le GRAME avait déjà demandé à ce que les régimes de rémunération variables soient davantage reliés à la qualité de prestation de service du Distributeur afin de mieux garantir leur justification. La Régie en avait d'ailleurs fait la recommandation, dans sa décision D-2005-34. À cet égard, les progrès sont indéniables :

« Dans le cadre du renouvellement de la convention collective des spécialistes pour la période du 1er janvier 2005 au 31 décembre 2009, Hydro-Québec a convenu avec le syndicat de modifier les paramètres du régime d'intéressement, établissant ainsi un lien plus étroit et plus direct avec les objectifs d'affaires dépendra des résultats d'affaires de la division de l'employé et non plus des résultats du président-directeur général (PDG). »<sup>12</sup>

Les résultats de l'étude sur la position salariale (reprise à la pièce HQD-7, Doc.4, p. 25 de 29) font ressortir un écart salarial significatif des techniciens relativement à la médiane du marché (globale de 15 %). Il y a également un écart respectivement de 9 % et 8 % pour les cadres et les spécialistes, écart qui n'est toutefois que faiblement supérieur à l'intervalle de plus ou moins 5 %.

Les ententes négociées par Hydro-Québec pour les années 2004 et suivantes (avec, généralement, des hausses de 2 % par année pour 2004 à 2008) semblent toutefois fort raisonnables.<sup>13</sup>

### **5.2 Autres charges directes: prioriser les économies de carburant**

Le GRAME approuve d'abord les campagnes de prévention grand public sur l'électricité (1,2 M\$ annuellement) lesquelles sont clairement dans l'intérêt public. (HQD-7, Doc.5, p. 4 de 6)

Le contexte actuel justifierait toutefois de mettre en place des outils de gestion informatiques permettant un meilleur suivi de la consommation du parc de véhicules du Distributeur:

« Les achats de biens incluent une augmentation de 4,3 M\$ découlant principalement de la hausse des prix de l'essence et du carburant consommé par la flotte de véhicules du Distributeur. »<sup>14</sup>

---

<sup>12</sup> HQD-7, Doc.4, p. 16 de 29.

<sup>13</sup> *Id.*, p. 27 de 29.

<sup>14</sup> HQD-7, Doc.5, p. 6 de 6.



En fait, on assiste à une tendance à la hausse des achats de combustibles qui vont de 55,3 M\$ durant l'année historique 2005 à 66,0 M\$ pour l'année de base 2006, puis 69,1 M\$ pour l'année témoin 2007. (HQD-7, Doc.9, p. 3 de 5)

Rappelons, qu'au Québec, le domaine des transports trône au palmarès en tant que principal secteur émetteur de gaz à effet de serre (GES). Hydro-Québec Distribution, tout comme les autres services publics doit, en tant que gestionnaire de son propre parc de véhicules, donner l'exemple. De nombreuses mesures sont applicables tant à propos du matériel que des conducteurs, afin d'en réduire les émissions ainsi que les coûts énergétiques.

Nous escomptons qu'HQD manifestera la même volonté que celle déjà exprimée par la division HQT. Ainsi pour HQT, les investissements dans du matériel roulant représentent un enjeu important et font du Transporteur un acteur pouvant dresser la voie aux « bonnes pratiques » (Référence : R-3505-2006, HQT-1, doc. 1 pages 76).

En réponse aux questions du GRAME dans le dossier R-3505-2006 (et R-3506-2006), HQT démontre que la préoccupation pour une gestion durable de son parc de véhicules commence à s'intégrer dans les habitudes de gestion du Transporteur :<sup>15</sup>

« R4.1 Le programme 2007 de remplacement des véhicules prévoit le remplacement de véhicules légers (de type fourgonnette et camionnette), d'utilitaires (de tout genre : remorque, VTT, appareil de levage), ainsi que de plusieurs camions d'équipement (tels que des fourgons, nacelles et grues).

Les critères de choix des véhicules sont aussi variés que les types de véhicules achetés. Les véhicules d'Hydro-Québec sont des outils de travail, ce qui veut dire que les caractéristiques techniques de ceux-ci doivent répondre au type de travail des utilisateurs. Les choix de véhicules sont donc faits en fonction des types les mieux adaptés à la tâche à réaliser. L'efficacité énergétique des véhicules répondant à ces critères fait partie des aspects dont le Transporteur tient compte dans le choix des véhicules.

La consommation d'énergie est prise en considération de différentes façons selon le type de véhicule acquis. Pour les véhicules légers, la consommation du véhicule fait partie intégrante des critères de sélection de la marque et du modèle du véhicule. Pour les camions d'équipement, les capacités des moteurs sont dictées par les besoins en équipement et par le travail à réaliser.

Le Transporteur s'assure toutefois que les camions soient équipés d'éléments additionnels, tels un chauffage d'appoint et une génératrice, de façon à restreindre le plus possible les besoins de marche au ralenti. »

Toutefois :

« R4.2 La façon de calculer les économies demeure théorique et est basée sur les cotes de consommation des véhicules et des kilométrages annuels estimés. Ces économies demeurent difficiles à estimer en pratique en raison des multiples facteurs qui peuvent avoir un impact sur celles-ci (évolution du parc, types de véhicule, types de solutions retenues, variation de l'utilisation des véhicules, conditions de conduite, etc.). »

De plus :

« R4.4 Le Transporteur a intégré et continuera à intégrer des véhicules hybrides à son parc. En raison de la relative nouveauté de la technologie, son prix, sa valeur de

---

<sup>15</sup> HQT-5, doc.6, pp. 6-8.

revente et les modèles disponibles répondant aux besoins du Transporteur, l'intégration des véhicules hybrides se fait de façon progressive et encadrée pour mieux évaluer la fiabilité de la technologie et le niveau d'adaptabilité de ces véhicules. »

Et finalement :

« R4.5 Une campagne de sensibilisation des employés d'Hydro- Québec est en cours afin de favoriser l'adoption ou la poursuite de comportements au volant favorisant la réduction de la consommation de carburant. La campagne souligne les bienfaits de la réduction de la vitesse de croisière et de l'élimination de la marche au ralenti (non nécessaire); elle encourage les employés à éviter les départs et arrêts brusques et à ne pas surcharger les véhicules. »

Ces mesures s'inscrivent dans l'objectif suivant, tel que souligné par le Transporteur suite à une question de SÉ-AQLPA :

« L'implantation et le déploiement des mesures énoncées ci-haut, contribueront à atteindre l'objectif de réduction des gaz à effets de serre émis par le parc de véhicules d'Hydro-Québec de 5% sur l'horizon 2006-2010.»<sup>16</sup>

Sur le site Internet d'Hydro-Québec on apprend que cette cible a été adoptée en 2005, et qu'elle représenterait un objectif de réduction des GES de 2500 tonnes, annuellement, au bout de cinq ans.<sup>17</sup>

Nous interprétons que cet objectif est également partagé par la division Hydro Québec Distribution. Nous félicitons le distributeur d'y adhérer tout en soulignant toutefois que cet objectif devrait être revu à la hausse. À cet égard, nous avons déjà – dans le cas du Distributeur – fait une recommandation ayant des objectifs nettement plus ambitieux :

« La Régie devrait imposer au Distributeur au moins l'objectif à court terme (d'ici 2005) de réduire de 10 % les émissions de GES et la consommation de ses véhicules. Les mesures financièrement les plus rentables pourraient financer, au moins en grande partie, celles qui le sont moins. Donc nous ne prévoyons pas de réduction des budgets, mais l'atteinte d'objectifs environnementaux ambitieux à coût nul. »<sup>18</sup>

De plus, l'objectif doit porter sur le parc complet du Distributeur, incluant de nouveaux véhicules qui devraient éventuellement être ajoutés à sa flotte.

Le Distributeur pourrait toutefois être tenté de reprendre le discours du Transporteur et prétendre avoir beaucoup de difficultés à fournir des résultats chiffrés pour le suivi des mesures visant la réduction des émissions de GES dans son parc de véhicules :

« La façon de calculer les économies demeure théorique et est basée sur les cotes de consommation des véhicules et des kilométrages annuels estimés. Ces économies demeurent difficiles à estimer en pratique en raison des multiples facteurs qui peuvent avoir un impact sur celles-ci (évolution du parc, types de véhicule, types de solutions retenues, variation de l'utilisation des véhicules, conditions de conduite, etc.). »<sup>19</sup>

---

<sup>16</sup> R-3605-2006, HQT-13, doc.11, p.19-21 de 44.

<sup>17</sup> [http://www.hydroquebec.com/developpementdurable/environnement/pres\\_qual\\_informer.html](http://www.hydroquebec.com/developpementdurable/environnement/pres_qual_informer.html)

<sup>18</sup> Preuve du GRAME- R-3492 –2002 - Phase 1, pièce GRAME-3, Document 3, page 2 de 12.

<sup>19</sup> R-3606-2006, HQT-5, doc. 6, p. 8 de 27

Nous sommes toutefois totalement en désaccord avec ce type de prétexte à l'inaction. Ainsi, des outils permettent de discriminer l'impact des mesures à travers la variance inévitable dans ce type d'usage. On peut alors valider ou invalider des mesures ayant des potentiels d'économies qui pourraient être bien réels, significatifs, mais masqués sous la marge d'erreur.

« Mentionnons que les dernières avancées en télémétrie font que ce type de technologies permet le transfert de données ainsi que des programmes d'analyses différentielles offrant un suivi très précis de plusieurs fonctions (consommation, usages, entretien, mode de conduite, efficacité, etc.). Cette option offre également, par exemple, la possibilité d'un arrêt automatique en cas de marche au ralenti prolongé. Ce type de système permet même de distinguer les taux de rendement selon les révolutions du moteur afin de distinguer les rendements sur route et en ville.

Une autre option, nécessitant toutefois des investissements plus importants, se présente également : équiper les véhicules d'ordinateurs de bord. Cette option favorise évidemment la télémétrie, mais n'est pas essentielle pour adopter cette dernière.

Ces techniques sont novatrices. Elles permettront non seulement d'obtenir des résultats immédiats, mais – et c'est probablement un impact encore plus important – elles permettront de distinguer les mesures qui obtiennent réellement des résultats. Cela facilitera la percée ou l'émergence de mesures vraiment efficaces tout en éliminant celles qui ne le seraient pas. En effet, des mesures très différentes peuvent non seulement se compléter mais également se renforcer mutuellement dans le cadre d'une stratégie incluant une gestion intégrée des données de suivi du parc de véhicules (ce que nous démontrons dans le tableau de la page suivante).

Pour le GRAME, ces technologies doivent être adoptées avec l'objectif de fournir une bonne collecte des données d'utilisation des véhicules, laquelle doit permettre :

1. de hausser la productivité (gestion du temps et des déplacements) ;
2. de baisser les coûts de frais d'opération (un objectif de 10 à 25 % semble réalisable, en incluant un contrôle rigoureux des coûts d'entretien et de carburant) ;
3. de diminuer les émissions de gaz à effet de serre et des autres gaz de combustions (il est alors réaliste de se situer dans la fourchette de 10 à 20 %) ;
4. d'améliorer la satisfaction des clients (contrôle efficace du facteur temps sur la route et chez le client) ;
5. la possibilité de repérer et solutionner rapidement les lacunes et les problèmes (lecture facile de statistiques obtenues à partir des données récoltées systématiquement). »<sup>20</sup>

Le GRAME avait d'ailleurs appuyé le Projet mobilité de Gaz Métro, lequel constituait un pas dans cette direction en adoptant une technologie permettant d'enregistrer les données d'utilisation des véhicules, bien que nous ayons déploré certaines lacunes dans les spécifications de l'équipement adopté :

« Il ressort du document SCGM-1 doc 1 - Projet Mobilité qu'en outre de proposer des gains d'ordre économique pour Gaz Métro, ce projet présente également des gains pour l'environnement. Il permettra en effet de diminuer les distances parcourues par les techniciens (page 9, ligne 17 et 21-22) et d'améliorer l'efficacité des programmes

<sup>20</sup> Preuve du GRAME- R-3605-3606-2006.

d'entretien de la flotte de véhicules (page 9, ligne 23-24) ce qui diminuera les émanations de gaz à effet de serre des véhicules concernés. Par ailleurs, le projet conduira à une réduction de la consommation de papier (page 15, ligne 9). »<sup>21</sup>

**Le GRAME demande à la Régie de recommander au Distributeur d'évaluer et d'expérimenter la télémétrie et, dans la mesure du possible, la gestion informatique de leur parc de véhicules, tout en demeurant à l'affût des nouvelles techniques et mesures qui pourraient s'offrir afin d'en réduire les émissions de GES et la consommation de carburant.**

### **5.3 Indicateurs environnementaux**

**Le GRAME recommande que l'on bonifie les indicateurs de performance du distributeur, notamment au niveau des indicateurs environnementaux.**

---

<sup>21</sup> Cause R-3572-2005, « Projet Mobilité » : investissement visant à déployer des équipements informatiques, GRAME-1 doc. 1, p. 2.

## 6 Taux de rendement sur l'avoir propre du Distributeur

Le taux de rendement sur l'avoir propre de 8,145 % est calculé en appliquant la formule suivante, soit la somme:

- du taux sans risque mis à jour selon les prévisions du *Consensus Forecast* de mai 2006 (voir détails à la pièce HQD-10, Document 2) ;
- de la prime de risque approuvée par la Régie dans la décision D-2006-34.

Année 2007	Distributeur	Explications
Taux sans risque	4,74 %	• Basé sur le Consensus Forecast de mai 2006
Prime de risque du Distributeur	3,405 %	• Tel qu'approuvé dans la décision D-2006-34
Taux de rendement	8,145 %	
% avoir propre	35 %	• Statu quo

Ce qui donne comme taux de rendement sur la base de tarification :

« Le taux de rendement sur la base de tarification pour l'année témoin projetée 2007 résultant du coût de la dette de 7,90 % et du taux de rendement sur l'avoir propre de 8,14 % est de 7,99 %. »

Le tableau suivant présenté par HQD détaille les composantes du taux de rendement sur la base de tarification pour les années historiques 2005, de base 2006 et témoin projetée 2007, **taux que le GRAME considère justifiés, le fait d'être une société d'État ne devant pas justifier des taux de rendements inférieurs.**

	Année historique 2005	Année de base 2006	Année témoin projetée 2007
Taux pondéré de la dette	4,89%	5,13%	5,14%
Taux moyen de la dette	7,52%	7,89%	7,90%
Structure de capital autorisée	65,00%	65,00%	65,00%
Taux pondéré de l'avoir propre	2,63%	2,78%	2,85%
Taux de rendement autorisé	7,51%	7,96%	8,14%
Structure de capital autorisée	35,00%	35,00%	35,00%
Rendement sur la base de tarification	7,52%	7,91%	7,99%

Référence : HQD-10, Doc.2, p. 6 de 6

## **7 Méthode de répartition du coût du service du distributeur**

« Deux éléments font l'objet de discussions pour la présente cause tarifaire. Dans un premier temps, il y a la méthode de répartition du coût de fourniture de l'électricité post patrimoniale. La Régie a demandé au Distributeur de fournir la répartition des coûts de l'électricité post patrimoniale selon deux approches : le traitement avec un signal de coût basé sur le facteur d'utilisation et le traitement aux coûts horaires. »

Dans sa décision D-2003-93, la Régie se souciait de la transparence des méthodes, lesquelles devraient permettre de faire ressortir « le lien de causalité des coûts en privilégiant, dans la mesure du possible, une allocation directe des coûts et qui demandait au Distributeur d'affiner ou de modifier, le cas échéant, certaines des méthodes proposées dès que les données de base devenaient disponibles. »<sup>22</sup>

### **7.1 Répartition du coût de fourniture de l'électricité post patrimoniale**

Depuis que le volume de l'électricité patrimoniale a été atteint en 2005, la méthode de répartition du coût de fourniture de l'électricité post patrimoniale n'a été adoptée que de façon non définitive:

« La proposition du Distributeur a été et est toujours de répartir le coût de l'électricité post patrimoniale de la même manière que l'électricité patrimoniale à savoir un traitement avec un signal de coût sur la base du facteur d'utilisation.

Les principaux arguments du Distributeur qui justifient ce traitement sont les suivants :

- utilise les facteurs d'utilisation et les taux de pertes pour faire la répartition tel que prescrit par la Loi ;
- évite la notion de "premier arrivé / premier servi", ce qui est en règle avec la pratique dans l'industrie pour toutes les composantes de coûts, les manuels de référence et les intentions du Gouvernement par le biais de ses décrets ;
- donne un signal de coût en puissance et en énergie en lien avec la causalité des coûts ;
- a servi à établir les structures tarifaires et le niveau d'interfinancement des tarifs jusqu'à aujourd'hui, basé sur un contexte de coûts croissants à la marge ;
- est établi sur des principes de base des méthodes de répartition dont notamment l'équité, la stabilité, l'applicabilité et la simplicité.

Dans ses deux dernières décisions, la Régie a accepté la proposition du Distributeur mais n'était pas disposée à statuer de façon définitive sur le sujet. »

---

<sup>22</sup> HQD-11, Doc.1, p. 6 de 32.

Le GRAME estime qu'il est effectivement venu le temps de statuer sur la méthode tout en cherchant celle qui répondrait « le mieux à l'esprit de la Loi tout en satisfaisant aux principes de causalité, d'applicabilité et de simplicité. »<sup>23</sup>

Ainsi, un comité technique, auquel le GRAME a participé, s'est penché, à la demande de la Régie, sur un traitement différent pour l'électricité post patrimoniale avec des exigences spécifiques en matière de gestion d'approvisionnement et d'utilisation de la courbe du décret 1277-2001.

« De cette réflexion est issue une méthode de répartition des coûts de fourniture post patrimoniaux basée sur les coûts horaires des contrats d'approvisionnement. »<sup>24</sup>

Cette méthode des coûts horaires impliquait toutefois la prise en compte des enjeux suivants:

1. l'établissement des profils de consommation post patrimoniale et leur évolution ;
2. l'établissement des coûts horaires à partir des caractéristiques des contrats résultant d'appels d'offres ;
3. le reflet de la causalité ;
4. le traitement des contraintes reliées à la confidentialité des données tirées des contrats. (HQD-11, Doc.1, p. 8 de 32)

Les enjeux touchant les coûts horaires et la causalité des coûts préoccupent particulièrement notre organisme, qui considère qu'il faut tendre vers une vérité des prix en fonction de l'heure d'utilisation, tout en reflétant le coût en puissance :

« À juste titre, la Régie de l'énergie se préoccupe du reflet des liens de causalité dans le choix de la méthode de répartition des coûts de l'électricité post patrimoniale. En particulier, il a été établi en comité technique que l'approche de coûts horaires ne comportait à toutes fins utiles aucun signal de coût de puissance. Ce lien de causalité se décompose en deux parties à savoir le volume de consommation couvert dans le chapitre précédent et le signal de coût qui correspond aux 2e et 3e enjeux soulevés par la Régie. »

Le GRAME considère qu'il faut rechercher un bon signal de coût, à la fois en puissance et énergie. Nous sommes notamment sensibles au fait que le Distributeur affirme que « La méthode aux coûts horaires appliquée aux contrats d'approvisionnement existants donne essentiellement un coût en énergie (99%). » »

Ce constat soulève également un questionnement quant à la structure des prix uniformes retrouvée normalement dans les contrats de long terme. Celle-ci présente, selon nous un très mauvais signal de prix. La structure des prix de marché laquelle offre un signal plus accentué en puissance, s'approche davantage des coûts réels de nos habitudes de consommation.

---

<sup>23</sup> *Id.*, p. 8 de 32.

<sup>24</sup> *Id.*, p. 8 de 32.

« Dans les contrats qui ne sont pas confidentiels, on retrouve un coût en puissance de 80 \$/kW pour le contrat de base de 350 MW d'Hydro-Québec Production et le contrat de puissance complémentaire pour l'intégration des éoliennes et un coût en puissance de 110 \$/kW pour son contrat cyclable de 250 MW avec Hydro-Québec Production également. Le seul contrat d'approvisionnement significatif pour lequel l'information est confidentielle est *TransCanada Energy*. »<sup>25</sup>

Suite aux débats, HQD présente 5 scénarios différents de signal de coûts en puissance et énergie sur le coût des différentes catégories de consommateurs.

« Le premier scénario correspond à la proposition du Distributeur, à savoir un signal basé sur le facteur d'utilisation calculé à partir des heures les plus chargées. Le deuxième scénario est celui des coûts horaires pondérés correspondant à la méthode alternative demandée par la Régie. Le troisième scénario est similaire à la proposition du Distributeur sauf pour l'utilisation spécifique des facteurs d'utilisation post patrimoniaux. Ce scénario a été considéré par certains intervenants au cours des rencontres techniques. Enfin, les quatrième et cinquième scénarios sont calculés en appliquant un coût de 80 \$/kW et 110 \$/kW respectivement à la pointe post patrimoniale, coïncidente avec celle du Distributeur et un coût en énergie pointe et hors pointe, calculé en différentiel avec le coût en puissance. »<sup>26</sup>

**Tableau 7.1 A:**

**Scénarios de répartition des coûts de l'électricité post patrimoniale (¢/kWh)  
avec différents signaux de coûts en puissance et énergie**

	Scénario 1 Puissance FU	Scénario 2 Coûts horaires	Scénario 3 Puissance FU Postpatr.	Scénario 4 Puissance postpatr. 80 \$/kW	Scénario 5 Puissance postpatr. 110 \$/kW
Domestique	10,03	8,96	10,13	9,85	10,18
Petite puissance	9,04	9,01	9,02	9,00	9,05
Moyenne puissance	8,40	8,66	8,34	8,47	8,37
Grande puissance	7,70	8,48	7,64	7,83	7,59
Total	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71

« Les éléments à retenir de cette analyse sont que les écarts de coûts entre les catégories de consommateurs du scénario (2) des coûts horaires sont essentiellement dus aux taux de pertes et qu'il y a très peu de différenciation en puissance. Le scénario (3), établi à partir des facteurs d'utilisation post patrimoniaux, montre une plus grande amplitude des coûts appliqués aux différentes catégories de consommateurs, reflétant une représentation marginalement plus grande des coûts en puissance que le scénario 1. Enfin le scénario 1, proposé par le Distributeur, correspond aux résultats entre les scénarios 4 et 5, ce qui signifie que le coût en puissance implicite de la proposition du Distributeur se situe entre 80 et 110 \$/kW. » (...) « Cette analyse indique que la proposition du Distributeur donne un signal de coût, équivalent aux coûts de puissance

<sup>25</sup> *Id.*, p. 14 de 32.

<sup>26</sup> *Id.*, p. 15 de 32.



que l'on retrouve dans le marché. Le traitement sur la base du facteur d'utilisation proposé par le Distributeur est donc une approche qui reflète adéquatement le lien anticipé de causalité des coûts en plus d'être adaptée au contexte québécois. » Nous sommes d'accord pour éviter « d'imputer à une catégorie de consommateurs des coûts circonstanciels liés à la gestion des approvisionnements qui vise avant tout l'équilibre entre l'offre et la demande totale. »

Toute option autre que l'approche globale implique des risques élevés, et potentiellement démesurés, pour chacun des types de clientèles.

La croissance de la demande des récentes années, particulièrement importante dans la clientèle Grandes entreprises, pourrait devenir anémique dans un proche avenir. Les clientèles résidentielles seraient alors extrêmement pénalisées si la majeure partie des coûts post patrimoniaux leur était allouée (un scénario fort plausible).

Par contre, ce genre d'approche permettrait de procéder à une éventuelle réforme écologique de la fiscalité impliquant un relèvement des prix de l'énergie (incluant ceux de l'électricité) et une baisse des taxes traditionnelles, tout en réduisant l'impact sur des entreprises hautement énergivores, particulièrement implantées au Québec (pensons aux 10 alumineries sur les 11 situées au Canada).

Si la Régie opte pour la prudence, le scénario proposé par le Distributeur combine la simplicité et un partage de risques entre toutes les catégories de clientèle.

Le GRAME peut très bien vivre avec cette option.

Par contre, d'autres scénarios, dont celui proposé par l'AQCIE-CISQ, pourraient s'intégrer de façon complémentaire à une réforme écologique de la fiscalité qui nous paraît bénéfique pour l'ensemble de la société. Nous pouvons également appuyer cette option, tout en soulignant qu'il est tout de même problématique d'adopter une option sur une base d'avantages futurs encore bien incertains. En effet, personne, incluant nous-même, n'a évalué les meilleures stratégies d'implantation d'une éventuelle réforme écologique de la fiscalité au Québec.

**Le GRAME considère que plusieurs options de répartition des coûts de l'électricité post patrimoniale sont viables, mais que seule l'approche globale proposée par HQD minimise les risques de croissance asymétrique incontrôlable et non planifiée des tarifs.**

## 7.2 Répartition du coût de transport

« La Régie considère également que la pratique nord-américaine accepte de répartir les coûts de transport en énergie et en puissance lorsque le coût des équipements de production est réparti sur cette base. »

Le tableau suivant illustre la différence entre la méthode proposée par le Transporteur et celle de la Régie dans sa décision D-2006-66. Entre la méthode utilisant le coût de service de la charge locale et celle du service de point à point, on constate un transfert de 79 M\$.

**Tableau 7.2 A**

**Différence entre la méthode proposée par le Transporteur  
et celle de la Régie dans sa décision D-2006-66**

(1)	(2)	(3)	(4)
	Service Charge locale	Service Point à point	Total
1 Proposition du Transporteur	2 485,2 M\$	105,8 M\$	2 591,0 M\$
2 Part relative (%)	96%	4%	100%
3 Décision D-2006-66	2 564,2 M\$	26,8 M\$	2 591,0 M\$
4 Part relative (%)	99%	1%	100%
5 Différence (M\$)	+79,0 M\$	-79,0 M\$	0,0 M\$
6 Différence (%)	3%	-3%	0%

Référence : HQD-11, Doc.1, p. 22 de 32

Sur cet enjeu, le GRAME est sensible aux arguments du Distributeur, lesquels sont :

- que la règle de base en matière de méthode de répartition est d'allouer les coûts de la même façon qu'ils sont facturés, a fortiori lorsque la base de facturation traduit correctement le lien de causalité des coûts ;
- que la méthode de répartition des coûts du Transporteur pourrait évoluer, une fois analysées les implications de cette méthode sur la clientèle. En particulier, le Distributeur 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 ;
- que le Distributeur ne connaît aucun cas en réglementation où un organisme de réglementation a convenu d'une méthode de répartition à un niveau (i.e. transport) afin d'établir la méthode de répartition à un autre niveau (i.e. distribution) à fortiori en l'absence du principal intéressé.

L'objectif ici demeure de choisir entre les deux scénarios de répartition des coûts de transport. Dans le premier scénario déposé par HQD, le coût de transport dans sa totalité est alloué à la pointe du Distributeur et intégré au calcul du coût de transport pour la charge locale (méthode de répartition actuelle). Le second scénario utilise la méthode adoptée par la Régie (avec 2 564 M\$ pour les coûts de la charge locale). La différence de 81 M\$ sur la base des coûts est répartie à chacune des fonctions:

« Les fonctions Équipements associés à la production et Interconnexions sont réparties en puissance et énergie. La fonction Réseau HT est répartie selon la puissance et

finalement la fonction Raccordements des clients est répartie selon a pointe non coïncidente. »<sup>27</sup>

L'impact entre les deux scénarios touche essentiellement un déplacement des coûts de la catégorie Domestique vers les autres catégories de consommateurs, plus particulièrement vers la catégorie Grande puissance. Au niveau de l'interfinancement, il faut noter une amélioration des indices de toutes les catégories de consommateurs.

Le tableau suivant montre ces résultats :

**Tableau 7.2 B**  
**Scénarios de répartition du coût de transport**  
**Année témoin projetée 2007**

	(1)	(2)	(3)	(4)
Catégorie de consommateurs	Répartition selon la pointe coïncidente	Répartition adoptée par la Régie	Écart	
1	<u>Coût de service (M\$)</u>			
2	Domestique	1 262,9	1 149,0	(113,9)
3	Petite puissance	228,4	231,5	3,1
4	Moyenne puissance	336,7	364,1	27,4
5	Grande puissance	654,9	738,4	83,5
6	Total	2 483,0	2 483,0	-
7	<u>Indices d'interfinancement (%)</u>			
8	Domestique	81,1	82,7	1,6
9	Petite puissance	123,1	122,3	(0,8)
10	Moyenne puissance	131,4	128,4	(3,0)
11	Grande puissance	115,6	112,0	(3,6)
12	Total	100,0	100,0	-

Référence : HQD-11, Doc.1, p. 26 de 32.

« En tenant compte de l'ensemble des éléments énoncés et du maintien de la tarification actuelle du Transporteur, le Distributeur croit qu'il faut maintenir la méthode de répartition actuelle, c'est-à-dire une répartition des coûts de transport aux catégories de consommateurs sur la base de la puissance coïncidente. »

**Le GRAME reconnaît la pertinence des arguments du Distributeur et appuie sa proposition concernant la méthode de répartition des coûts de transport.**

### 7.3 Suivi de la balise de référence des indices d'interfinancement

Le tableau 7.3 présente le sommaire de l'évolution des indices d'interfinancement par catégorie de consommateurs de 2005 à 2007.

<sup>27</sup> Référence : HQD-11, Doc.1, pp. 24-25 de 32.

**Tableau 7.3**  
**Évolution des indices d'interfinancement**

	(1) Années comparées	(2) Domestique	(3) Petite puissance	(4) Moyenne puissance	(5) Grande puissance
1	2005 Prévisionnelle approuvée	81,1	120,5	128,8	115,9
2	Effet Méthodes	0,2	0,3	0,3	0,8
3	Effet Prix/Coûts/volumes	0,3	2,3	1,0	(2,3)
4	2006 Prévisionnelle approuvée	81,6	123,2	130,1	114,4
5	Effet Méthodes	(0,2)	(0,1)	0,4	0,8
6	Effet Prix/Coûts/volumes	(0,3)	0,1	0,9	0,4
7	2007 Prévisionnelle proposée	81,1	123,1	131,4	115,6

## 8 Compteurs avancés

L'utilisation de compteurs avancés et autres mesures de gestion de la demande (DSM), incluant les tarifications différenciées dans le temps, font clairement partie des recommandations de la nouvelle stratégie énergétique du gouvernement du Québec. Ces outils permettraient au Distributeur de réduire substantiellement ses coûts d'approvisionnement. La part croissante de l'énergie non patrimoniale dans les coûts, ainsi que les orientations de la nouvelle stratégie énergétique du Gouvernement du Québec, justifieraient de développer avec plus de sérieux la stratégie d'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 de son analyste externe sur le sujet et propose que le Distributeur commence l'implantation de compteurs avancés, du 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.

Le principal constat de la vigie du Distributeur, dans sa preuve soumise au présente dossier est que, jusqu'à présent, la volonté de l'Ontario d'implanter des compteurs avancés chez l'ensemble de la clientèle semblerait précéder les analyses de rentabilité :

« À la connaissance du Distributeur, l'Ontario constitue le seul exemple de déploiement massif de compteurs avancés justifié par les avantages de la tarification dynamique bien que cet avantage n'ait pas fait l'objet d'une analyse de rentabilité. »<sup>28</sup>

**Il est inadmissible que le distributeur ait mis plus d'énergie à discréditer la démarche ontarienne qu'à développer une véritable analyse coûts-bénéfices de la tarification différenciée dans le temps et de l'implantation de compteurs avancés ainsi que l'élaboration de scénarios d'implantation visant à atteindre l'objectif à meilleur coût.**

---

<sup>28</sup> HQD-12, Doc.3, p. 13 de 32.

