

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE GRAME**



## **1. Gestion de la demande**

- 1.1. En 1992 Hydro-Québec avait planifié puis retiré un programme qui devait lui permettre notamment de contrôler à distance certains usages (ex : chauffe-eau) en temps réel. Ce projet avait été abandonné avant d'être mis en œuvre. Le Distributeur pourrait-il déposer les études sous-jacentes à l'élaboration de ce programme ainsi que celles qui ont justifié son abandon?

### **Réponse :**

**Tel que mentionné à la pièce HQD-16, document 6 du dossier R-3610-2006, en réponse à la question 16.1 de GRAME, cette demande dépasse le cadre du présent dossier.**

## **2. Coût du service du Distributeur : budgets d'investissements**

**Référence :** Dans le dossier R-3610-2006, HQD-1, doc. 1, p. 10 de 21.

### **Préambule**

« La Régie a, au cours des deux dernières années, refusé les augmentations demandées par le Distributeur dans son budget des investissements, à l'exclusion des investissements associés à la croissance de la demande et aux projets majeurs. (...) les investissements requis pour assurer la pérennité du réseau de distribution. »

### **Demandes**

- 2.1. Est-ce que le Distributeur considère que la même situation s'est appliquée à la dernière année? Si oui, HQD pourrait-il donner dans un tableau les sommes demandées, accordées et refusées au cours de cette dernière année?

### **Réponse :**

**Dans sa décision D-2007-12, page 109, la Régie autorise les investissements de moins de 10 M\$ pour un montant de 654,7 M\$ tel que proposé par le Distributeur. Pour un suivi des sommes demandées, accordées et refusées au cours des dernières**

années, le Distributeur réfère le GRAME au rapport annuel 2006 du Distributeur.

- 2.2. La demande tarifaire de cette année inclut-elle une portion des investissements qui avaient été refusés dans les trois dernières années à HQD? Si oui, quelle somme est impliquée et pour quels projets?

**Réponse :**

**À chaque année, le Distributeur réévalue ses besoins, incluant le rattrapage nécessaire dans chacune de ses classes d'actifs. Étant donné que la décision D-2007-12 autorisait toutes les sommes demandées pour les projets inférieurs à 10 M\$, le Distributeur considère qu'il n'y a pas dans la demande tarifaire de cette année une portion des investissements qui avaient été refusés en 2005 et 2006.**

- 2.3. Y-a-t-il des investissements qui ont été retardés et qui devront nécessairement être présentés de nouveau au cours des dossiers tarifaires ultérieurs? Pouvez-vous détailler.

**Réponse :**

**Non, étant donné que la décision D-2007-12 autorisait toutes les sommes demandées pour les projets inférieurs à 10 M\$, le Distributeur considère qu'il n'y a pas de retard dans ces investissements.**

- 2.4. Quels sont les coûts de la hausse du prix du pétrole pour le Distributeur dans ses principales utilisations par celui-ci (transport, centrales thermiques des réseaux autonomes)? Y-a-t-il un coût accru aux subventions pour le chauffage au mazout dans les réseaux autonomes? Si oui, veuillez détailler.

**Réponse :**

La principale utilisation de combustible pour le Distributeur est destinée aux centrales thermiques des réseaux autonomes. La hausse du prix a eu un impact d'environ 8 M\$ en 2006 par rapport à 2005, 3 M\$ en 2007 (estimation annuelle) par rapport à 2006 et 1,5 M\$ en 2008 (estimation annuelle) par rapport à 2007.

Oui, il y a un coût supplémentaire de compensation pour le chauffage au mazout dans les réseaux autonomes puisque la modalité de compensation pour le client fait en sorte qu'il ne perçoit pas les fluctuations du prix du mazout. L'augmentation des coûts de compensation est d'environ 10 % de la croissance du coût des combustibles pour les centrales thermiques.

**3. Prévision de la demande**

Référence HQD-2, doc.1, page 6 de 21

**Demande**

- 3.1. Pourriez-vous distinguer, dans vos prévisions, les impacts respectifs sur les ventes qui seraient attribuables à des mises en chantier (nouveaux abonnements) et celles concernant une conversion vers l'électricité pour le chauffage, et ce pour les différentes clientèles?

**Réponse :**

Pour la clientèle du secteur domestique et agricole, l'impact de la révision de la prévision des mises en chantier depuis la cause R-3610-2006 se chiffre à environ 210 GWh. L'impact sur les ventes d'électricité de la révision à la hausse des conversions se chiffre à environ 100 GWh.

Pour la clientèle du secteur général et institutionnel, la prévision ne table pas sur des mises en chantier, mais plutôt sur des surfaces de plancher. La révision à la hausse des surfaces de plancher explique une révision à la hausse de la prévision d'environ 500 GWh. Quant aux conversions, l'impact sur les

ventes d'électricité des conversions nettes est d'environ -70 GWh.

Dans le cas de la clientèle industrielle, la prévision ne dépend pas des mises en chantier ou des surfaces de plancher, elle dépend plutôt de l'activité économique industrielle. L'impact sur les ventes d'électricité de la révision du PIB manufacturier est d'environ -520 GWh.

Référence : HQD-2, doc. 1, p. 14 de 21.

« Le Distributeur retient donc un prix du pétrole brut « West Texas Intermediate » (WTI) de 61,01 \$US/baril pour 2007 et de 64,69 \$US/baril pour 2008 (...) »

#### **Demande**

3.2. HQD peut-il donner quelles sont les hausses de la demande pour les deux années 2007 et 2008 qui sont anticipées à cause de la hausse du prix du pétrole relativement à ses évaluations antérieures (dont celles considérées dans R-3550-2004), c'est-à-dire la consommation additionnelle qui découlerait de l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité relativement au mazout?

#### **Réponse :**

**Par rapport à la prévision du dossier tarifaire 2006 (R-3610-2006), la consommation additionnelle pour 2007 découlant de l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité relativement au gaz et au mazout est nulle. La hausse des prix des combustibles est contrebalancée par la hausse des tarifs d'électricité.**

**Il est impossible de mesurer l'impact sur les ventes d'électricité de l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité pour l'année 2008, puisque le Distributeur n'a pas présenté pour le dossier tarifaire 2006 (R-3610-2006) une prévision pour l'année 2008.**

Il est aussi impossible de mesurer l'impact sur les ventes d'électricité de l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité pour l'année 2007 et 2008 par rapport à la prévision du dossier tarifaire 2005 (R-3579-2005), puisque le Distributeur n'a pas présenté pour ce dossier de prévision pour les années 2007 et 2008.

Par rapport à la prévision du Plan d'approvisionnement 2005-2014 (R-3550-2004), l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité relativement au gaz et au mazout occasionne une consommation additionnelle de 100 GWh pour 2007 et de 320 GWh pour 2008.

3.3. Même question, mais relativement au gaz naturel.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.2.**

3.4. Ces évaluations sont-elles conformes avec les tendances estimées par le Distributeur dans le dossier R-3550-2004? Sinon, le Distributeur peut-il donner les différences, puis les expliquer?

**Réponse :**

**Les évaluations présentées en réponse aux questions 3.2 et 3.3 précédentes ne se comparent pas aux estimations effectuées par le Distributeur dans le dossier R-3550-2004. Par conséquent, le Distributeur ne peut pas donner et expliquer les différences.**

**Dans le dossier R-3550-2004, le Distributeur a présenté la sensibilité des ventes d'électricité aux prix des combustibles (voir la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements no 2 de la Régie de ce dossier). La sensibilité des ventes d'électricité aux prix des combustibles mesure les variations de ventes d'électricité attribuables aux variations des prix des combustibles indépendamment de toute variation du prix de l'électricité.**

Aux questions 3.2 et 3.3, à la demande du GRAME, le Distributeur évalue la consommation additionnelle d'électricité qui découle de l'amélioration de la position concurrentielle de l'électricité relativement au mazout et au gaz, soit les variations de ventes d'électricité attribuables aux variations des prix des combustibles relatives aux variations du prix de l'électricité.

#### **4. Plan Global en Efficacité énergétique**

##### **Appui aux initiatives – Optimisation énergétique des bâtiments**

###### **TOITS VERTS – CLIMATISATION**

###### **PRÉAMBULE**

À quelques reprises, le Distributeur fait référence à la climatisation des bâtiments et semble proposer des pistes pour optimiser l'énergie consommée à cette fin.

###### **Géothermie**

Dans la poursuite de ses activités pour promouvoir la géothermie pour fins de chauffage ou de climatisation, le Distributeur offre maintenant à la clientèle résidentielle, tel que prévu dans la demande R-3610-2006, un appui financier ciblé pour l'installation de système géothermique dans les bâtiments existants et nouveaux. **(Notre souligné)**

**Référence** : HQD-14, document 3, p. 47

##### **Appui aux initiatives – Optimisation énergétique des bâtiments**

Les prochaines mesures à mettre en place dans les bâtiments de l'entreprise visent notamment à améliorer l'éclairage et les systèmes de chauffage, ventilation et climatisation (CVC). Ces interventions requerront des investissements importants. Plusieurs projets potentiels ont déjà été identifiés. **(Notre souligné)**

**Référence** : HQD-14, documents 3, pages 57-58

**Demandes**

- 4.1 Est-ce que le Distributeur prévoit une augmentation significative des besoins ou de la demande au niveau de la climatisation pour les 20 prochaines années ?

**Réponse :**

**Le Distributeur ne dispose pas d'information pour les vingt prochaines années. Voir la réponse à la question 4.2.**

- 4.2 Si oui, pouvez-vous fournir un estimé de la consommation énergétique pour la climatisation pour les 5, 10 et 20 et prochaines années pour le Québec et pour la région de Montréal ?

**Réponse :**

**Voici pour l'horizon de l'État d'avancement 2006 du Plan d'approvisionnement, une estimation de la consommation énergétique pour la climatisation de la clientèle du Distributeur aux secteurs domestique et agricole et général et institutionnel.**

**Tableau R-4.2**  
**Demande d'électricité pour la climatisation**  
2007-2014 - secteurs domestique et agricole et général et institutionnel

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Demande pour la climatisation (GWh)	3 033	3 090	3 138	3 194	3 248	3 306	3 350	3 400

- 4.3 Advenant qu'une diminution de l'effet îlot de chaleur puisse permettre, durant la période estivale, une réduction de 0,5° à 2°C de la température moyenne saisonnière au centre-ville de Montréal, à combien estimez-vous les économies d'énergie potentielle pour la climatisation (kWh, en dollars et en pourcentage des besoins de climatisation des secteurs touchés)?

**Réponse :**

**Le Distributeur n'est pas en mesure d'estimer les besoins de climatisation selon les paramètres précis demandés par l'intervenant. Voir la réponse à la question 4.2 précédente.**

4.4 Pouvez-vous préciser les hypothèses de calculs de la question 1.3 (sic) (consommation de référence, limites du territoire considéré, etc.)

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.3 précédente.**

## **5. Programme Promotion des produits Mieux Consommer – résidentiel**

### **THERMOSTATS**

#### **Préambule**

Pour le volet Thermostats électroniques dans les bâtiments existants, la prévision est inférieure aux résultats anticipés pour 2007 étant donné les résultats de 2006 et l'atteinte de la phase de maturité de ce produit dans le marché québécois.

**Référence :** HQD-14, document 3, page 32

#### **Demandes**

5.1 Tel que mentionné par le Distributeur, ce programme a atteint sa phase de maturité. Afin d'aller chercher des gains supplémentaires, est-ce que le Distributeur songe à élargir son programme en incluant les plinthes avec thermostats intégrés ?

**Réponse :**

**Tel que mentionné dans la demande R-3584-2005 à la pièce HQD-4, document 5, en réponse à la question 7.1 du GRAME et lors des audiences du 20 février 2006, notes sténographiques, volume 1, pages 119 à 123, le Distributeur ne juge pas pertinent**

et économique d'intervenir dans ce marché à ce stade-ci et n'a pas initié d'étude spécifique pour les plinthes avec thermostats intégrés. Il demeure toutefois attentif aux nouvelles technologies qui pourraient répondre à ce type de problématique.

Le Distributeur tient également à préciser que le potentiel technico-économique pour les thermostats électroniques muraux est encore considérable et qu'il compte intervenir dans ce marché jusqu'en 2010.

- 5.2 Quel est le pourcentage des ménages québécois qui possèdent au moins une plinthe avec thermostat intégré ?

**Réponse :**

**Le sondage « Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel » réalisé en 2006 révèle que 22,5 % des ménages québécois possède au moins un thermostat intégré à l'appareil tel une plinthe ou un convecteur.**

- 5.3 Avez-vous comparé la différence de consommation énergétique d'une plinthe reliée à un thermostat électronique mural vs un thermostat intégrée à la plinthe ? Si oui, pourriez-vous nous fournir ces informations ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 5.1 précédente.**

- 5.4 En tenant compte des coûts évités, quel serait le maximum que le Distributeur pourrait octroyer pour transformer un système de thermostat intégré à la plinthe vers une plinthe avec un thermostat mural tout en respectant ses critères de rentabilités?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 5.1 précédente.**

## **La fenestration et le reconditionnement**

### **Préambule**

« Au cours de l'année 2006, le Distributeur a travaillé à la conception d'un nouveau volet au programme pour les fenêtres et portes-fenêtres ENERGY STAR® en collaboration avec l'Association des industries des produits verriers et de fenestration du Québec (AIPVFQ). Ce volet est présentement en phase de développement et devrait être en exploitation dès l'automne 2007. Il vise à stimuler la demande en augmentant la notoriété des fenêtres ENERGY STAR® et en faisant connaître les bénéfices d'opter pour des modèles performants. »

**Référence :** HQD-14, Doc.3, p.31

### **Demandes**

- 5.5 Lors de la conception du nouveau volet au programme Mieux Consommer – Marché Résidentiel, le distributeur s'est-il basé sur une étude évaluant la performance énergétique des fenêtres et portes-fenêtres homologuées ENERGY STAR® ?

### **Réponse :**

**Tel que spécifié dans la demande R-3610-2006, à la pièce HQD-15, document 2, page 35 de 38, le Distributeur a consulté l'étude d'Enermodal de février 2005 intitulée « Potential savings for ENERGY STAR Windows, Doors and Skylights » réalisée pour le compte de RNCAN, et celle parue en novembre 2006 dans « Energy Design Update intitulée « Choosing high-solar-gain windows ». Il a également fait appel à la firme Technosim et au Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ) pour valider certaines hypothèses.**

- 5.6 Lors de la conception du nouveau volet au programme Mieux Consommer – Marché Résidentiel, le distributeur s'est-t-il basé sur une étude évaluant le nombre de clients potentiels prêts à adhérer à cette mesure, en fonction des coûts reliés à celle-ci ?

**Réponse :**

**Le surcoût d'une fenêtre ou porte-fenêtre ENERGY STAR est relativement faible et ne constitue pas le principal frein pour la majorité des segments de clients. Par son programme, le Distributeur cherche à s'attaquer en priorité à la principale barrière à l'investissement qui est la méconnaissance des fenêtres à haut rendement énergétique. L'approche préconisée vise justement à sensibiliser les différents segments de consommateurs aux avantages d'une fenêtre ENERGY STAR, aux caractéristiques à rechercher et à l'importance d'une bonne installation.**

- 5.7 Lors de la conception du nouveau volet au programme Mieux Consommer – Marché Résidentiel, le distributeur a-t-il envisagé les bénéfices du reconditionnement des fenêtres et portes-fenêtres ?

**Réponse :**

**Le Distributeur s'est concentré la mesure « installation de fenêtres et portes-fenêtres ENERGY STAR » lors de remplacements ou de nouvelles constructions, puisque cette mesure présente des gains unitaires supérieurs. Toutefois, il n'exclut pas la possibilité d'étudier le reconditionnement ultérieurement.**

**Par contre, le reconditionnement, comme toute autre mesure d'étanchéisation, est admissible à au programme *Rénoclimat* de l'AEÉ. Cette mesure peut contribuer à l'amélioration de la cote énergétique et ainsi bénéficier d'une aide financière dans le cadre de ce programme.**

**Rénovation énergétique – MFR volet social**

**Préambule**

« Un addendum à cette entente, apporté en mai 2007, permettait d'intégrer les mesures de rénovation suivantes à ce volet :

- le remplacement de fenêtres et de portes coulissantes par des modèles homologués ENERGY STAR® ; »

**Référence :** HQD-14, Doc.3, p.37

### **Demandes**

- 5.8 À ce jour, sur combien de bâtiments couverts par le programme Rénovation énergétique -MFR volet social le distributeur a-t-il effectué le remplacement des fenêtres par des modèles homologués ENERGY STAR® ?

**Réponse :**

**Le Distributeur précise d'abord qu'il n'effectue pas lui-même le remplacement de fenêtres. L'aide financière du Distributeur pour les mesures de rénovation dans le volet social de *Rénovation énergétique – MFR* a été rendue disponible en mai 2007. À ce jour, le Distributeur n'a reçu aucune demande d'aide financière associée à la mesure fenêtres, ce qui n'exclut pas la possibilité que certains projets de remplacement de fenêtres aient été entrepris par les organismes clients de ce volet du programme.**

- 5.9 Le distributeur a-t-il évalué l'impact énergétique associé à cette mesure sur les bâtiments dont les fenêtres ont été remplacées par des modèles homologués ENERGY STAR® dans le cadre du programme Rénovation énergétique -MFR volet social ?

**Réponse :**

**Non, voir la réponse à la question 5.8 précédente.**

## **6. Optimisation énergétique des bâtiments**

**Modifications aux programmes en cours et celles prévues au début 2008**

**Préambule**

***Réponse à la demande de renseignements n°1  
de GRAME***

---

« Dans un souci constant d'améliorer le programme, le Distributeur a mis sur pied un comité interne d'examen. Le récent rapport d'évaluation sur le programme Initiatives – bâtiments permet de préciser les domaines d'intervention prioritaires. Le Distributeur apportera rapidement les améliorations requises au programme. De nombreuses mesures ont déjà été implantées, par exemple un ajustement des modalités du programme, afin d'en réduire le taux d'opportunisme, un allègement du processus de traitement des dossiers ou un meilleur accompagnement des clients et partenaires. »

« À la lumière des recommandations du comité, d'autres ajustements seront implantés progressivement d'ici le printemps 2008. À cet effet, plusieurs forums, dont les tables de consultation permanente, continueront d'être utilisés afin de recueillir les commentaires de la clientèle et des partenaires professionnels sur les pistes d'améliorations proposées. »

**Référence :** HQD-14, Document 3, p.57

**Demandes**

6.1 Quelles sont les améliorations requises au programme dont le Distributeur souhaite apporter des améliorations rapidement ?

**Réponse :**

**Comme il est mentionné à la pièce HQD-14, document 3, page 57, le Distributeur examine présentement les modifications à apporter aux programmes. Celles-ci sont présentées pour commentaires aux différentes tables de consultation, auxquelles participe d'ailleurs le GRAME. Le Distributeur présente plusieurs des améliorations au programme à la pièce HQD-14, document 4, section 6.5.1.**

**Il est prématuré de détailler l'ensemble des améliorations prévues et de leur échéancier d'implantation, puisqu'elles sont toujours en discussion. Toutefois, le Distributeur peut en mentionner certaines, à titre d'exemple.**

**Le Distributeur souhaite simplifier l'accès au programme par un allègement des exigences et procédures administratives et techniques, particulièrement pour les petits projets. Il offrirait également des outils de calculs intégrés, notamment pour les**

projets industriels. Afin d'accélérer le traitement des demandes, le Distributeur proposerait une approche « feu vert », grâce à laquelle une estimation rapide du niveau d'aide financière serait donnée au client. Enfin, le Distributeur miserait sur une formation des partenaires encore mieux ciblée, de même que sur un accompagnement personnalisé pour les projets majeurs ou complexes.

6.2 Quels sont les autres ajustements qui « seront implantés progressivement d'ici le printemps 2008 » ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 6.1 précédente.**

#### **Préambule**

« Par ailleurs, dans le cas d'Initiatives – bâtiments, le bâtiment-type utilisé pour l'analyse des projets est régulièrement ajusté afin de se rapprocher davantage des pratiques courantes. Une révision importante a notamment été effectuée en avril 2007 et d'autres ajustements sont prévus en 2008. »

**Référence :** HQD-14, Document 4, p.29

#### **Demandes**

6.3 Existe-t-il des normes qui obligent les bâtiments afin de les rendre conformes au « bâtiment-type » utilisé par HQD pour les bâtiments existants ?

**Réponse :**

**Le Distributeur répond selon sa compréhension de la question.**

**Il n'existe pas de normes en matière d'efficacité énergétique pour les bâtiments existants. Rien n'oblige donc les propriétaires de ces bâtiments à les rendre conformes au bâtiment-type utilisé par le Distributeur.**

Cependant, cela n'implique pas que le Distributeur doive compenser financièrement l'entièreté des travaux permettant d'améliorer l'efficacité énergétique. Le Distributeur ne peut se créditer que les économies d'énergie allant au-delà des économies tendanciennes du marché. Il est donc normal qu'il ne compense pas financièrement ces dernières. Ce principe est d'ailleurs reconnu par les évaluateurs. Dans le cas des bâtiments existants, les économies tendanciennes sont estimées sur la base des pratiques courantes et de la « moyenne » des bâtiments comparables existants.

Le Distributeur souligne que cette question a déjà été soulevée à maintes reprises par le GRAME dans le cadre des tables de consultation. Le Distributeur croit avoir déjà amplement expliqué sa position sur ce sujet.

- 6.4 Quelle était la nature de l'importante révision d'avril 2007, quels ont été les ajustements effectués à ce jour et quels sont les ajustements prévus pour 2008 ?

**Réponse :**

En avril 2007, le Distributeur a apporté des ajustements importants au PEP (*progiciel d'évaluation des projets*) afin d'éliminer au maximum l'effet tendanciel. Ces changements sont basés sur une étude des pratiques courantes du marché. L'ampleur de l'impact est très variable selon les marchés.

En 2008, le Distributeur apportera de nouveaux ajustements. Ceux-ci n'ont pu être apportés en 2007 car ils nécessitent un temps de réflexion additionnel, sans compter le temps de programmation nécessaire à leur implantation. L'impact de ces changements sera toutefois moindre que celui des ajustements apportés en 2007.

- 6.5 Quels ajustements sont prévus au niveau des bases de référence pour les bâtiments existants ?

**Réponse :**

**Tout comme pour les nouveaux bâtiments, le bâtiment de référence est ajusté pour les bâtiments existants afin de tenir compte de l'évolution des pratiques courantes. Ceci permet au Distributeur de ne payer que pour les économies d'énergie allant au-delà du tendancier du marché, puisque seules celles-ci sont reconnues aux fins de ses programmes en efficacité énergétique.**

**Le Distributeur n'effectue pas en ce moment d'ajustements au bâtiment de référence et ne peut présumer des ajustements qui pourraient devoir être apportés ultérieurement.**

**Amélioration énergétique des bâtiments du Distributeur**

**Préambule :**

« Les économies d'énergie prévues en 2008 pour les bâtiments du Distributeur sont plus faibles que celles enregistrées en 2006. La plupart des projets recelant le plus fort potentiel ont été complétés ou sont en voie de l'être, telle la réfection du 201 Jarry Ouest à Montréal.»

**Référence :** HQD-14, Document 3, p.58

**Demandes**

- 6.6 Le Distributeur a-t-il déposé un rapport concernant le suivi administratif des travaux de réhabilitation de l'immeuble sis au 201 Jarry Ouest, à Montréal, tel que demandé par la Régie dans la décision D-2005-103 (R-3562-2005) ? Pourrait-on obtenir une copie ?

**Réponse :**

**Dans le cadre de la décision D-2005-103, le Distributeur a déposé à la Régie deux suivis administratifs relatifs aux mesures additionnelles d'économie d'énergie. Le suivi du 27 mars 2006 est présenté à l'annexe A, tandis que le second est disponible sur le site de la Régie à l'adresse suivante :**

[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3562-05/Suivis/Suivi\\_D2005-103\\_HQD\\_3562\\_26mars07.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3562-05/Suivis/Suivi_D2005-103_HQD_3562_26mars07.pdf)

- 6.7 Le Distributeur a-t-il intégré la mesure d'efficacité énergétique utilisant l'énergie solaire pour le préchauffage de l'eau domestique au projet de l'immeuble sis au 201 Jarry Ouest, à Montréal tel que recommandé dans la décision D-2005-103 de la Régie?

**Réponse :**

**Tel que mentionné dans le suivi administratif du 27 mars 2006, le Distributeur n'a pu intégrer la mesure d'énergie solaire pour le préchauffage de l'eau domestique car cette dernière ne rencontrait pas le critère de décision approuvé par la Régie dans sa décision D-2005-103. (page 11).**

**Le Distributeur rappelle que le principal critère de décision visant à intégrer une mesure d'économie d'énergie dans le cadre du plan de réhabilitation de l'immeuble sis au 201 Jarry Ouest à Montréal consiste à ce que la période de retour sur l'investissement (PRI) de la mesure ne dépasse sa durée de vie utile ou celle du bâtiment.**

**Préambule :**

« Le Distributeur a effectué une mise à jour du potentiel afin d'identifier de nouveaux projets porteurs. Pour 2008, il prévoit réaliser 5 projets sur ses bâtiments, touchant principalement les systèmes de CVC qui généreront des économies de 4 GWh. »

**Référence :** HQD-14, Document 3, p.58

**Demande**

- 6.8 Quel est le bilan de ce qui est fait et prévu pour ces 5 projets touchant les bâtiments du Distributeur ?

**Réponse :**

**Les projets visent des centres administratifs du Distributeur, par exemple ceux de Lebourgneuf et de Beauport. La réalisation n'étant prévue que pour 2008, il serait prématuré de tenter d'en faire un bilan.**

- 6.9 Quels sont les frais facturés par Hydro-Québec à ses employés pour l'utilisation des espaces de stationnements dans ses différents édifices, particulièrement en zones urbaines centrales, là où il existe des services de transports en commun? Les employés paient-ils moins chers que le prix des stationnements payants des secteurs concernés?

**Réponse :**

**La question dépasse le cadre du présent dossier.**

- 6.10 Quelle est la valeur financière par employé admissible et totale du fait d'offrir des espaces de stationnements dans les différents bâtiments d'Hydro-Québec, principalement dans les zones urbaines centrales?

**Réponse :**

**La question dépasse le cadre du présent dossier.**

- 6.11 Les employés utilisant le transports en commun ont-ils un encouragement financier de la part d'Hydro-Québec? Si oui, quelles en sont les modalités? Si non, qu'est ce qu'Hydro-Québec envisage ?

**Réponse :**

**La question dépasse le cadre du présent dossier.**

- 6.12 Hydro-Québec a-t-elle des programmes favorisant le covoiturage, les transports en commun et l'utilisation du vélo? Si oui, quelles en sont les modalités? Qu'est-ce qui est prévu pour bonifier ces programmes ?

**Réponse :**

**La question dépasse le cadre du présent dossier.**

6.13 Où en est rendue Hydro-Québec relativement à ces objectifs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre de son propre parc de véhicules?

**Réponse :**

**La question dépasse le cadre du présent dossier.**

## **7. Activité en Réseaux Autonomes (RA)**

### **Préambule**

#### **2.1.1 Marché résidentiel**

Quant au volet budgétaire, l'écart s'explique notamment par :

◇ les délais plus longs dans le déploiement du programme *Visites conseils aux réseaux autonomes*

**Référence : HQD-14, Document 3, Page 11**

#### **2.1.2 Marché affaires**

Par ailleurs, les investissements réels sont inférieurs à la prévision pour les programmes *Produits efficaces, Initiatives – bâtiments* (HQD) et ceux touchant la clientèle affaires des réseaux autonomes, puisque les économies d'énergie ne sont pas aussi importantes que celles prévues.

**Référence : HQD-14, Document 3, Page 11 et 12**

### **Demandes**

7.1 Dans le cas du programme *Visites conseils aux réseaux autonomes*, pourriez-vous expliquer les raisons pour lesquels les délais pour le déploiement du programme ont été plus longs que prévus ?

**Réponse :**

**Les délais ont été plus longs que prévus en raison de l'approche locale qui exige un accompagnement supplémentaire auprès du partenaire retenu pour le déploiement du programme. De plus, le programme *Visites conseils* a été arrimé à la phase 2 du programme *Diagnostic – résidentiel*, ce qui a nécessité des délais additionnels. Voir également la réponse à la question 7.6 de la demande de renseignement n°1 de GRAME.**

- 7.2 Nous comprenons que les économies d'énergies ont été inférieures suite à des investissements inférieurs et non l'inverse. Pourriez-vous expliquer pourquoi les investissements réels ont été inférieurs aux prévisions dans le cas des programmes offerts à la clientèle affaires des réseaux autonomes ?

**Réponse :**

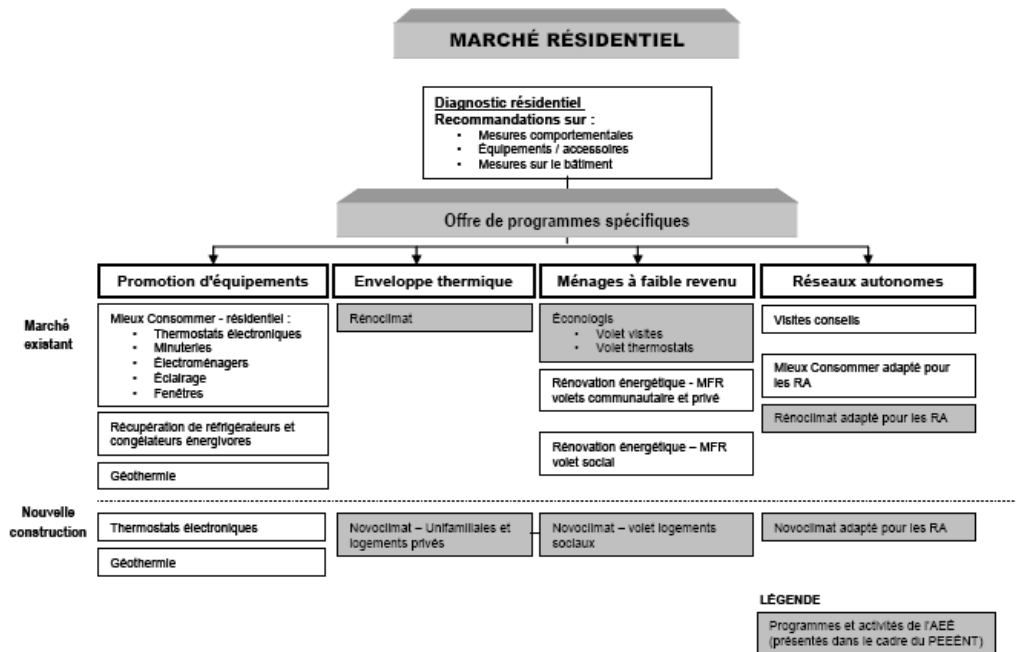
**Les économies d'énergie n'ont pas été inférieures suite à des investissements inférieurs. Les programmes offerts à la clientèle affaires des réseaux autonomes suivent leur cours. Les économies d'énergie réelles de l'année 2006 ont été inférieures à celles qui étaient mises à jour dans le dossier R-3610-2006 car l'implantation des premiers projets inscrits en 2006 a été plus longue que prévue. Les économies d'énergie initialement escomptées pour l'année 2006 ne se concrétiseront que plus tard lorsque les projets seront terminés. Compte tenu que l'aide financière ne sera versée qu'à la fin des projets, l'investissement associé à cette aide financière ne se fera probablement qu'en 2007.**

**Préambule**

**5.1 Marché résidentiel**

9  
10

**FIGURE 5.1 : PROGRAMMES DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL**



**Référence : HQD-14, Document 3, Page 27**

**Demands**

7.3 Concernant les programmes offerts au marché résidentiel, pourriez-vous envisager d'offrir aux Ménages à faible revenu (MFR) des Réseaux autonomes les mêmes programmes que ceux offert aux MFR du réseau du Distributeur ?

**Réponse :**

**Les programmes et volets de programmes actuellement en place pour les ménages à faible revenu du réseau principal sont déjà disponibles dans les réseaux autonomes. L'approche est la même que celle déployée dans l'ensemble du réseau principal.**

7.4 Si oui, quelles sont les approches à envisager pour leurs mises en marché et à quel moment comptez-vous offrir ces programmes ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.3 précédente.**

7.5 Si non, pour quelles raisons ?

**Réponse :**

**Sans objet.**

## **Préambule**

### **5.1.1 Diagnostic résidentiel Mieux Consommer**

#### **Faits saillants**

En accord avec la décision D-2006-56, le Distributeur a adapté sa stratégie aux recommandations du comité de travail. Ainsi, la phase 2 dans la commercialisation du Diagnostic - résidentiel s'appuie sur une approche régionale et communautaire, favorisant ainsi une participation locale. Lancée à l'automne 2007, la nouvelle approche prévoit :

- la participation d'organismes communautaires locaux ;
- l'offre d'incitatifs individuels ;
- une visite personnalisée des ménages à haut potentiel d'économie d'énergie, conformément aux indications du rapport de recommandations du comité de travail (consommation supérieure à 22 000 kWh/an, propriétaires) ;
- la collaboration des collectivités en contrepartie d'un incitatif collectif offert aux municipalités. Afin de mobiliser les ménages, un montant forfaitaire sera versé à la collectivité (municipalités ou municipalités régionales de comté (MRC)) pour chaque nouveau rapport du Diagnostic – résidentiel émis afin de financer un projet collectif supporté par la communauté.

**Référence : HQD-14, Document 3, Page 28 et 29**

## **Demandes**

- 7.6 Concernant le programme résidentiel Mieux consommer adapté aux réseaux autonomes, pourriez-vous envisager la participation d'organismes communautaires locaux de même qu'une contrepartie, soit un montant forfaitaire versé à la collectivité, tel qu'envisagé ci-dessus ? Si oui, quels seraient les organismes communautaires locaux pouvant être identifiés à cette fin en RA ?

### **Réponse :**

**Dans le cadre du programme *Visites conseils*, le volet *Diagnostic résidentiel Mieux consommer* comprend un incitatif collectif pour la mise en place d'un projet pour la collectivité et la participation de la municipalité. Suite à l'appel d'offres lancé par le Distributeur au printemps 2007, un organisme local est présentement à déployer le programme *Visites conseils* aux Îles-de-la-Madeleine.**

- 7.7 Sinon, pour quelles raisons et quels sont les avantages de conserver le programme des RA tel qu'il est actuellement ?

### **Réponse :**

**Sans objet.**

## **Préambule**

Dans le cas spécifique du Nunavik, un comité de travail réunissant les intervenants clés du milieu a été formé. Ce comité est composé de représentants du Distributeur, de l'AEÉ, de l'Administration régionale Kativik, de la Commission scolaire Kativik, de l'Office municipal d'habitation Kativik, de la Société d'habitation du Québec, de la Société Makivik ainsi que de la Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik. Il a pour but de développer une approche d'efficacité énergétique adaptée aux particularités de cette communauté. Le comité précisera la nature des interventions à l'automne 2007 et l'échéancier de déploiement des programmes dépendra des interventions retenues

**Référence :** HQD-14, doc. 3, page 50

## **Demandes**

- 7.8 Dans le cas spécifique du Nunavik, la nature des interventions doit être précisée cet automne, le Distributeur pourrait-il nous fournir un aperçu de la nature de ces interventions et de l'échéancier de déploiement potentiel ?

### **Réponse :**

**Le Distributeur ne peut fournir à ce jour des détails concernant la nature des interventions et l'échéancier de déploiement des programmes. Suite à une première réunion tenue le 6 septembre 2007, les membres sont à définir le cadre de travail et le mandat du comité. Un plan d'action sera par la suite défini et la nature des interventions sera précisée. L'ensemble des interventions devra par la suite être approuvé par les membres du comité.**

- 7.9 Pourriez-vous préciser si le comité de travail s'est déjà réuni et si ses travaux sont en cours de réalisation, ou simplement préciser l'état d'avancement des travaux effectués?

### **Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.8 précédente.**

## **Préambule**

Les programmes disponibles pour le marché affaires dans les réseaux autonomes sont Initiatives – bâtiments et systèmes industriels. Ces programmes sont offerts depuis 2004. Les modalités et l'aide financière ont été ajustés en juillet 2006.

## **Faits saillants**

Tel qu'il a été prévu dans la demande R-3584-2005, le Distributeur est à l'étape d'adaptation de la commercialisation des programmes destinés au marché affaires en réseaux autonomes. Il prévoit déployer une stratégie de démarchage plus agressive sur le terrain à partir de l'automne 2007.

## **Objectif d'économies d'énergie**

En 2008, des économies d'énergie de 0,9 GWh équivalent sont prévues au marché affaires pour l'ensemble des réseaux autonomes.

**TABLEAU 5.17 : HYPOTHÈSES DE CALCUL 2008**

<b>Programmes</b>	<b>Nombre de projets</b>	<b>Gain unitaire moyen net * (kWh/an)</b>	<b>Impact énergétique (GWh éq. ajouté net*)</b>
Initiatives – bâtiments	14	34 000	0,5
Initiatives – systèmes industriels	2	224 000	0,4
<b>TOTAL</b>			<b>0,9</b>

\*Net des effets de distorsion

## **Budget**

Le budget de l'ensemble des programmes du marché affaires est établi à 0,3 M\$, dont 0,2 M\$ pour Initiatives – bâtiments.

**Référence** : HQD-14, doc. 3, page 66

## **Demandes**

7.10 Concernant le programme Initiatives – bâtiments et systèmes industriels, ce programme serait offert depuis 2004. Les modalités et l'aide financière ont été ajustés en juillet 2006. Pourriez-vous nous décrire brièvement les modifications apportées depuis juillet 2006 ?

## **Réponse :**

**Aucun changement n'a été apporté aux modalités et à l'aide financière depuis juillet 2006.**

7.11 Le Distributeur mentionne être à « l'étape d'adaptation de la commercialisation des programmes destinés au marché affaires en réseaux autonomes. ». D'autre part, une « stratégie de démarchage plus

agressive sur le terrain à partir de l'automne 2007. ». Pourriez-vous nous décrire en quoi consiste cette stratégie de démarchage plus agressive ?

**Réponse :**

**Le Distributeur prévoit effectuer des rencontres ciblées avec des clients présentant un grand potentiel d'économies d'énergie. De plus, il entend déployer des outils de communication adaptés à la clientèle, tels des encarts et des kiosques d'information pour la communauté d'affaires.**

7.12 Pourriez-vous d'autre part spécifier si cette stratégie aura un impact sur les économies d'énergie prévues ?

**Réponse :**

**Cette stratégie permettra d'atteindre les objectifs prévus dans le présent dossier.**

7.13 Cette stratégie de démarchage plus agressive nécessitera-t-elle plus d'investissement budgétaire ? Si oui, combien, Si non pourquoi ?

**Réponse :**

**Le budget de cette stratégie de démarchage sera couvert à l'intérieur de l'enveloppe budgétaire déjà alloué au programme.**

## **Coûts évités en réseaux autonomes**

### **Préambule**

#### **6.2.5 Coûts évités des réseaux autonomes**

Dans tous les réseaux autonomes alimentés à partir d'une centrale thermique, le Distributeur encourage ses clients à chauffer l'espace et l'eau à l'aide du mazout afin de réduire ses coûts de production en électricité. Depuis 1979, il compense

une fraction du prix d'achat du mazout aux fins de chauffage pour sa clientèle dans le cadre de ses programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉRA).

Pour les clients résidentiels, la compensation est établie de sorte à garantir que la facture qu'ils assument est 30 % inférieure à celle qu'ils auraient eue en réseau intégré s'ils avaient été des clients TAE. Au nord du 53e parallèle, une tarification dissuasive est en vigueur. En deçà de 30 kWh/jour, le tarif applicable est le même que pour le reste du Québec. Toute la consommation au-delà de ce seuil est sujette à un tarif dissuasif de 30,14 ¢/kWh. Ainsi, tout client qui utilise le chauffage de l'espace et de l'eau au mazout ne paiera pas plus cher qu'un client résidentiel ailleurs au Québec, la première tranche répondant aux besoins de base (éclairage, électroménagers).

L'objectif du tarif dissuasif est d'éviter que les clients utilisent l'électricité pour les fins de chauffage. Dans ce contexte, les mesures d'économie de chauffage de l'espace et de l'eau doivent être assimilées à des économies de mazout pour les clients qui utilisent cette source. Les mesures qui touchent à l'éclairage, aux électroménagers et autres usages sont des économies d'électricité.

Pour le Distributeur, les mesures d'économie d'énergie mises en place en réseaux autonomes lui permettent d'éviter des coûts en mazout et en électricité.

Outre les coûts en investissement et en entretien, les coûts évités de production en électricité sont constitués d'une composante de coût de combustible associé au coût de fonctionnement des centrales. Le coût évité de mazout correspond, pour sa part, à la compensation monétaire que verse le Distributeur à ses clients dans le cadre du PUEÉRA.

(...)

Le tableau 6.1 présente la mise à jour des coûts évités de production en électricité.

**TABLEAU 6.1 : COÛTS ÉVITÉS DE PRODUCTION EN ÉLECTRICITÉ  
PAR RÉSEAU AUTONOME - ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/kWh 2008**

<b>Réseau</b>	<b>Coût évité électricité ¢/kWh 2008</b>
Iles-de-la-Madeleine	12,30
Anticosti	45,92
Haute Mauricie	30,47
Nunavik	52,75
Romaine	45,92

**Référence : HQD-14, doc. 3, page 93 et 94**

### **Préambule**

Puisque « les coûts évités sont constitués de coûts d'investissement, de coût de combustibles et de coûts d'entretien » et que « Outre les coûts en investissement et en entretien, les coûts évités de production en électricité sont constitués d'une composante de coût de combustible associé au coût de fonctionnement des centrales. ».

Nous en comprenons que le coût évité de mazout (compensation de 30%) n'est pas inclus dans le calcul du coût évité en électricité, tel que présenté au tableau 6.1 de la pièce HQD-14, doc. 3, page 93.

### **Demande**

7.14 Pourriez-vous compléter le tableau 6.1 en ajoutant le coût évité en mazout (pour la compensation monétaire que verse le Distributeur à ses clients dans le cadre du PUEÉRA) pour chacun des réseaux autonomes et leur valeur monétaire prévue pour 2007 et 2008 ?

### **Réponse :**

**Le tableau ci-dessous présente le coût évité en mazout pour l'année 2008, exprimé en annuité croissante. Le coût évité en mazout de 2007 n'est pas pertinent dans le cadre du présent dossier puisque cette donnée n'est pas utilisée dans les analyses.**

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de GRAME**

**Tableau R-7.14**

Réseau	Coût évité électricité ¢/kWh 2008	Coût évité Mazout Résidentiel ¢/kWh 2008	Coût évité Mazout Commercial ¢/kWh 2008
Iles-de-la-Madeleine	12,30	4,93	1,68
Anticosti	45,92	7,86	4,14
Haute Mauricie	30,47	6,81	3,78
Nunavik	52,75	11,14	8,13
Romaine	45,92	7,86	

**Préambule**

Concernant le tableau 6.2 de la pièce HQD-14, document 3, page 95 : Analyses économiques en M\$ actualisés de 2008.

**Demande**

7.15 Dans le cas du marché résidentiel et des réseaux autonomes, le TNE semble avantageux si on compare le coût total en ressource. Comment comprendre cette donnée ?

**Réponse :**

**Le Distributeur comprend que le GRAME réfère au TNT et non au TNE.**

**Le test du CTR est le résultat de l'écart entre le coût évité par un programme et le coût nécessaire à sa mise en place (coût total de la mesure et coût de commercialisation).**

**Le TNT est le résultat de l'écart entre le coût évité par un programme et la somme des coûts défrayés par le Distributeur pour ce programme et la perte de revenus qu'il encourt.**

**Dans le contexte des réseaux autonomes, les coûts évités élevés conduisent à des résultats souvent faiblement positifs, même lorsque la perte de revenus est prise en compte. Le TNT des programmes visant spécifiquement les réseaux autonomes montre un impact plutôt neutre sur les tarifs.**

## **Préambule**

À partir de 2012, les programmes du PGEÉ, dans leur ensemble, font baisser globalement les revenus requis du Distributeur. Cependant, les programmes destinés à la clientèle résidentielle créent tous une pression à la hausse sur les tarifs sur l'horizon présenté (2008 à 2016), pour les raisons évoquées plus haut.

**Référence** HQD-14, document 3, page 96

Concernant le tableau 6.2 de la pièce HQD-14, document 3, page 96: Analyses économiques (suite) en M\$ actualisés de 2008.

## **Demande**

7.16 Considérant les tests de neutralité tarifaire des programmes du Distributeur, excluant les activités conjointes avec l'AEÉ, et les programmes de rénovation énergétiques MFR du marché résidentiel, est-il vrai que pour le programme Diagnostic résidentiel de même que pour les programmes Géothermie et les programmes en Réseaux autonomes, ceux-ci auraient plutôt un impact à la baisse sur les tarifs à l'horizon 2008-2016 ?

## **Réponse :**

**Le TNT est un test économique qui mesure l'impact tarifaire d'un programme sur toute sa durée de vie. Les résultats du TNT par programme sont présentés au tableau 6.2 à la pièce HQD-14, document 3, pages 95-96.**

**Le Distributeur utilise une analyse financière pour mesurer l'impact sur les revenus requis du Distributeur (voir le tableau 6.3 à la pièce HQD-14, document 3, page 97). D'un point de vue financier, les dix premières années des programmes sont caractérisées par des charges d'amortissement et des frais financiers et au-delà ne subsistent que les coûts évités et la perte de revenu.**

**Le tableau 6.3 de l'analyse financière indique que les programmes visant spécifiquement les réseaux autonomes (excluant le tronc commun) ont un impact à la baisse sur les tarifs sur l'ensemble des années de la période 2008 à 2016.**

Tandis que pour le programme *Diagnostic résidentiel*, le TNT étant négatif, l'impact sur les tarifs est à la hausse sur la période 2008-2016.

Dans le cas du programme géothermie, le TNT étant légèrement positif, l'impact sur les tarifs est faiblement à la baisse sur la durée de la vie de la mesure.

Voir également la réponse à la question 7.15 précédente.

### **Préambule**

Concernant le tableau 6.3, pièce HQD-14, document 3, page 97 : Impact sur les revenus requis du Distributeur en M\$ courants.

### **Demandes**

7.17 Pourriez-vous présenter séparément l'impact sur les revenus requis du Distributeur en M\$ courants pour les marchés résidentiel et global affaires de HQD en réseau autonome ?

### **Réponse :**

**Le tableau suivant présente l'impact sur les revenus requis du Distributeur en milliers de dollars pour les marchés résidentiel et affaires du Distributeur en réseaux autonomes ainsi que pour le tronc commun, afin de permettre la conciliation entre ces données et celles présentées en preuve.**

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de GRAME**

**Tableau R-7.17**

**PROGRAMMES D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE DES RÉSEAUX AUTONOMES  
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR (k\$ COURANTS)**

Sous-total – Marché Résidentiel	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impact du compte de frais reportés	42	202	192	183	175	167	159	151	143
Coûts évités par le Distributeur	-233	-476	-485	-495	-505	-515	-422	-325	-332
Coûts d'exploitation supplémentaires	-38	-79	-77	-73	-72	-72	-59	-46	-47
Pertes de revenus	94	188	188	188	188	188	138	89	89
<b>Impact sur les revenus requis du Distributeur</b>	<b>-135</b>	<b>-165</b>	<b>-182</b>	<b>-197</b>	<b>-214</b>	<b>-232</b>	<b>-184</b>	<b>-132</b>	<b>-147</b>
Sous-total – Marché Affaires	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impact du compte de frais reportés	11	52	49,8	47,4	45,3	43,2	41,2	39,1	37,1
Coûts évités par le Distributeur	-64	-130	-132,2	-134,9	-137,6	-140,3	-143,1	-146,0	-148,9
Coûts d'exploitation supplémentaires	-9	-19	-18,9	-18,3	-17,8	-17,9	-18,3	-18,8	-19,5
Pertes de revenus	22	44	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5
<b>Impact sur les revenus requis du Distributeur</b>	<b>-39,3</b>	<b>-51,6</b>	<b>-56,8</b>	<b>-61,2</b>	<b>-65,5</b>	<b>-70,5</b>	<b>-75,8</b>	<b>-81,2</b>	<b>-86,8</b>
COMPLÉMENT (TRONC COMMUN)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impact du compte de frais reportés	15,6	74,3	70,9	67,5	64,6	61,6	58,7	55,8	52,8
Coûts évités par le Distributeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coûts d'exploitation supplémentaires	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pertes de revenus	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Impact sur les revenus requis du Distributeur</b>	<b>15,6</b>	<b>74,3</b>	<b>70,9</b>	<b>67,5</b>	<b>64,6</b>	<b>61,6</b>	<b>58,7</b>	<b>55,8</b>	<b>52,8</b>
GRAND TOTAL (Mesures et Tronc commun)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impact du compte de frais reportés	69	328	313	298	285	272	259	246	233
Coûts évités par le Distributeur	-297	-605	-617	-630	-642	-655	-565	-471	-481
Coûts d'exploitation supplémentaires	-47	-97	-96	-92	-90	-90	-78	-65	-67
Pertes de revenus	116	232	232	232	232	232	183	133	133
<b>Impact sur les revenus requis du Distributeur</b>	<b>-159</b>	<b>-142</b>	<b>-168</b>	<b>-191</b>	<b>-215</b>	<b>-240</b>	<b>-201</b>	<b>-157</b>	<b>-181</b>

7.18 Pourriez-vous identifier les pertes encourues (\$M actualisés 2008) par réseau autonomes en fonction de la différence entre les revenus requis et les revenus réels, sous la forme d'un tableau ?

Réseau	2005*	2006*	2007	2008
Iles-de-la-Madeleine				
Revenu requis**				
Perte***				
Coûts évités par HQD***				
Anticosti				
Revenu requis**				

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de GRAME**

Perte***				
Coûts évités par HQD***				
Haute Mauricie				
Revenu requis**				
Perte***				
Coûts évités par HQD***				
Nunavik				
Revenu requis**				
Perte***				
Coûts évités par HQD***				
Romaine				
Revenu requis**				
Perte***				
Coûts évités par HQD***				

**Légende**

*	Données réelles
**	Revenu requis pour rencontrer les coûts
***	Perte ou gain
****	Coûts évités en électricité et en mazout (compensation 30%) par HQD suite aux programmes en RA du Distributeur

**Réponse :**

**Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée.**

**Discussion sur le point mort en RA**

**Préambule**

#### **6.4.2 Recherche du point mort**

Les trois analyses de sensibilité habituelles sont menées, soit une pour chacune des variables suivantes : les coûts des programmes, les économies d'énergie et les coûts évités. Chaque analyse a pour objectif de montrer la variation nécessaire de l'une d'entre elles pour ramener le CTR à zéro, soit le niveau minimum en deçà duquel les programmes et activités du PGEÉ ne rencontreraient plus le critère de rentabilité reconnu, toutes choses étant égales par ailleurs. La variation requise pour ramener un test économique à zéro est présentée comme le point mort.

- Les trois analyses réalisées par le Distributeur, présentées aux tableaux B-3 de l'annexe B, démontrent la robustesse des programmes du PGEÉ.

**Référence :** HQD-14, document 3, page 98

Concernant le tableau B.3.1, Analyses de sensibilité sur le coût des programmes en M\$ actualisés 2008 de la pièce HQD-14, document 3, Annexe B, page 14.

#### **Demande**

- 7.19 Dans l'analyse du point mort pour les programmes en réseaux autonomes du Distributeur, faut-il comprendre que le coût évité en mazout, c'est-à-dire le remboursement de 30%, est inclut dans le calcul l'analyse de sensibilité sur le coût des programmes en M\$ actualisés 2008 ? Si oui, pourriez-vous nous fournir le détail des calculs ? Sinon, pourquoi ce coût évité n'est pas pris en considération ?

#### **Réponse :**

**L'analyse de sensibilité sur le coût des programmes en millions de dollars est fait pour les investissements du Distributeur dans les programmes en réseaux autonomes.**

**Le test du CTR mesure la différence entre le coût évité total (ce qui inclut le coût évité du Distributeur en mazout) et les investissements. Le test consiste à faire varier les investissements, toutes choses égales d'ailleurs, afin d'obtenir un CTR nul.**

## **Mécanisme de calcul de bonification**

### **Préambule**

La Régie demande au Distributeur d'élaborer, en vue d'un dépôt dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEÉ, un mécanisme de calcul de bonification plus précis qui tiendra compte du coût évité de chaque région, et non d'un ensemble de régions, ainsi que des caractéristiques climatiques de chacune d'elles dans le cas des mesures visant le chauffage des locaux.

### **Référence : Décision D-2006-56, dossier R-3584-2005 : page 16/17**

Étant donné que l'adaptation du PGEÉ aux réseaux autonomes entraîne une bonification de l'aide financière accordée, la Régie demandait au Distributeur, dans la décision D-2006-56, d'élaborer, en vue d'un dépôt dans le cadre de la demande de budget 2007 du PGEÉ, un mécanisme précis de calcul de bonification qui tiendrait compte, entre autres, du coût évité pour chaque région.

La Régie approuve, pour l'année en cours, les bonifications de l'aide financière des programmes destinés aux réseaux autonomes, bien que la justification de ces dernières soit surtout qualitative. Elle demande cependant au Distributeur de déposer, dans le cadre de la demande de budget 2008 du PGEÉ, un mécanisme de calcul quantitatif plus élaboré aux fins d'établissement de cette bonification. Ce mécanisme doit notamment tenir compte des coûts évités associés au prix du mazout *et des coûts évités résultant* de la tarification dissuasive appliquée au nord du 53e parallèle, ainsi que de toute autre considération jugée à propos par le Distributeur

### **Référence : Dossier R-3610-2006, Décision D-2007-12, Page 105 et 106**

### **Demandes**

7.20 Suite aux demandes répétées de la Régie (décisions D-2006-56 et D-2007-12) au Distributeur de lui fournir un mécanisme de calcul plus élaboré pour les fins de l'établissement d'une bonification des programmes en réseaux autonomes, pouvez-vous nous spécifier si ce mécanisme a été effectivement élaboré ?

### **Réponse :**

**Voir le suivi de la décision D-2007-12 à la pièce HQD-14, document 4, pages 8 à 12.**

7.21 Si oui, pourriez-vous nous fournir le mécanisme de calcul quantitatif plus élaboré avec lequel le Distributeur a alloué les budgets et bonifications des programmes du PGEÉ pour les réseaux autonomes (2008) ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.20 précédente.**

## **8. Programme pour les ménages à faibles revenus pour le cas des RA**

### **Préambule**

#### **5.1.6 Réseaux autonomes**

##### **Description du programme**

Tous les programmes du marché résidentiel sont offerts aux clients des réseaux autonomes depuis leur début. Le Distributeur adapte les programmes à la réalité de ces clients et les bonifie, le cas échéant.

**Référence : HQD-14, document 3, page 49**

##### **Rénovation énergétique – MFR du Distributeur**

##### **Description du programme**

Ce programme du Distributeur est conçu de manière à favoriser une approche intégrée c'est-à-dire couvrant aussi bien les mesures plus légères que celles touchant à l'enveloppe du bâtiment. L'approche intégrée est adaptée à chacun des trois secteurs où se trouvent des ménages à faible revenu : social, communautaire et privé. Le secteur communautaire a été divisé en deux segments, les coopératives d'habitation et les OBNL d'habitation, faisant en sorte que quatre volets sont maintenant associés au programme :

- ◇ volet social
- ◇ volet communautaire – coopératives d'habitation
- ◇ volet communautaire – OBNL d'habitation
- ◇ volet privé

**Référence :** HQD-14, document 3, page 36

**Demandes**

- 8.1 Concernant le programme Rénovation énergétique – MFR du Distributeur, ce programme est-t-il offert à la clientèle des réseaux autonomes ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.3 de la demande n°1 de GRAME.**

- 8.2 Si non, pourriez-vous envisager d’offrir ce programme en Réseaux autonomes ?

**Réponse :**

**Sans objet.**

- 8.3 Selon le cas, quelle est ou quelle pourrait être l’approche envisager pour chacun des trois secteurs où se trouvent des ménages à faibles revenu (MFR – volet social, - Volet communautaire – OBNL d’habitation et MFR – Volet privé) ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.3 de la demande n°1 de GRAME.**

- 8.4 Pourriez-vous envisager des budgets spécifiques pour ce programme pour les MFR en RA, si oui, en 2007 ou 2008 ?

**Réponse :**

**Le Distributeur n'a pas de budget spécifique pour les ménages à faible revenu en réseaux autonomes. Il est couvert à même le budget du programme *Rénovation énergétique - MFR* du Distributeur.**

**9. Position concurrentielle**

**Référence :** HQD-12, doc.1, p.47 de 85.

**Demande**

9.1 HQD pourrait-elle fournir, idéalement sous forme d'un fichier excel, les données qui ont servi à générer ces tableaux ?

**Réponse :**

**Voir le fichier Excel joint à l'annexe B.**

**10. Contexte et stratégie tarifaire**

**Référence :** R-3610-2006, HQD-1, doc. 1, p. 11 de 21.

« (...) 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. »

**Demandes**

10.1 Le Distributeur pourrait-il donner, chiffres à l'appui, les prévisions des impacts tarifaires anticipés (le scénario actuel pour 2008 à 2012) en donnant les hypothèses actuellement retenues pour les coûts pour les cinq prochaines années, et en supposant que le Transporteur verrait sa demande tarifaire actuelle (R-3640-2007) accueillie favorablement?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 36.2 de la Régie, à la pièce HQD-15, document 1 pour les années 2009 et 2010. Pour ce qui est des années 2011 et 2012, la demande dépasse le cadre du présent dossier tarifaire.**

**Référence :** HQD-12 doc.1 p.25 de 85 et HQD 12, doc. 1, p. 17 de 85.

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de GRAME**

**Demandes**

10.2 HQD peut-elle indiquer quels seraient les tarifs D et DM proposés au 1<sup>er</sup> avril 2008 en supposant non pas une hausse uniforme de 2,9 %, mais la hausse de 4,4 % qui résulterait d'une hausse tarifaire différenciée?

**Réponse :**

**Les tableaux suivants reprennent les tableaux 10 de même que les tableaux 22 à 25 de la pièce HQD-12, document 1 mais avec une hausse tarifaire de 4,4 %.**

**Tableau R-10.2**

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 <sup>re</sup> tranche ¢/kWh	2 <sup>e</sup> tranche ¢/kWh	Ratio 2 <sup>e</sup> / 1 <sup>re</sup>	Prime D \$/kW	Prime DM
Actuel - 1 <sup>er</sup> avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	1,35
Hausse de 4,4 % au 1 <sup>er</sup> avril 2008	40,64 0,0%	5,46 3,2%	7,48 6,4%	1,37	6,21 13,7%	1,53 13,3%

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 1 (min : 0)	2,3
De 1 à 2	7,8
De 2 à 3	20,0
De 3 à 4	22,0
De 4 à 5	34,5
De 5 à 6	13,0
De 6 à 7	0,3
De 7 à 8	0,0
8 et plus (max : 8,1)	0,0
Total	100,0

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de GRAME**

Énergie kWh	Facture au tarif actuel \$	Facture au tarif proposé \$	Écart \$	Écart %
625	45,25	46,32	1,07	2,4
750	51,87	53,14	1,27	2,4
1 000	66,83	68,81	1,98	3,0
2 000	137,13	143,61	6,48	4,7
3 000	207,43	218,41	10,98	5,3

Consommation annuelle moyenne basée sur l'année 2006-2007	Facture mensuelle (\$)		Augmentation (\$)	Augmentation (%)
	Tarif actuel	Tarif incluant hausse de 4,4 %		
Moyenne des clients (17 407 kWh)	101,65	106,13	4,48	4,4
Moyenne des clients chauffés à l'électricité (19 323 kWh)	111,98	117,04	5,06	4,5
Moyenne des clients non chauffés à l'électricité (13 121 kWh)	78,52	81,72	3,20	4,1
Client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité (26 484 kWh)	151,69	159,08	7,39	4,9

Tarifs D et DM	Client moyen domestique	Logement	Petite maison	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité -	Grande maison	Très grande maison	Maison imposante	Grand client 100 kW	Client 1 <sup>re</sup> tranche	Multi- logement 6 logements
	17 407 kWh	11 590 kWh	20 494 kWh	26 484 kWh	32 054 kWh	42 818 kWh	62 840 kWh	411 700 kWh	10 950 kWh	124 160 kWh
Actuel - 1 <sup>er</sup> avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
Hausse de 4,4 % au 1 <sup>er</sup> avril 2008	54 \$ 4,4%	26 \$ 3,2%	63 \$ 4,5%	89 \$ 4,9%	114 \$ 5,1%	162 \$ 5,5%	252 \$ 5,8%	1 973 \$ 6,6%	19 \$ 2,6%	380 \$ 4,5%

10.3 Pourrait-elle réaliser le même exercice pour les hausses différenciées pour les autres tarifs?

**Réponse :**

**Le tableau R-10.3 inclut les prix qui pourraient être proposés dans le cas d'une hausse différenciée selon les catégories tarifaires. Il tient compte de l'orientation consistant à augmenter plus rapidement les prix de l'énergie que les prix en puissance.**

**Tableau R-10.3**

	<b>2008 Hausse uniforme</b>	<b>2008 Hausse différenciée</b>
<i>Hausse moyenne (%)</i>	<b>2,90</b>	<b>2,9</b>
<b>Tarif L</b>	2,90	1,4
Prix de l'énergie (¢/kWh)	2,91	2,86
Prime de puissance (\$/kW)	12,18	12,06
<b>Tarif M</b>	2,90	2,6
Prix 1re tranche (¢/kWh)	4,48	4,47
Prix 2e tranche (¢/kWh)	2,93	2,91
Prime de puissance (\$/kW)	13,44	13,41
<b>Tarif G</b>	2,90	0,9
Redevance mensuelle (\$)	12,33	12,33
Prix 1re tranche (¢/kWh)	8,72	8,55
Prix 2e tranche (¢/kWh)	4,48	4,37
Prime de puissance (\$/kW)	15,54	15,24

**11. Stratégie tarifaire avec hausse uniforme ou différenciée sans changer le seuil entre les paliers (tarifs D et DM)**

**Référence :** Section sur la stratégie tarifaire du présent dossier (HQD-12, doc. 1, pp.1-85) et présentation de la rencontre technique du 6 juin 2007 (Révision des structures tarifaires pour améliorer le signal de prix).

**Demandes**

*Réponse à la demande de renseignements n°1  
de GRAME*

---

- 11.1 Le tableau de la diapositive 13 de la présentation du 6 juin présente un scénario avec une hausse tarifaire de 2 % par année. Nous demandons au Distributeur de refaire le tableau, au moins pour la prochaine année tarifaire, **avec la hausse demandée par HQD (uniforme de 2,9 %, avec gel de la redevance et hausse plus importante sur le 2<sup>e</sup> palier ainsi que sur la prime de puissance, en gardant les mêmes seuils entre les paliers)**

**Réponse :**

**L'ensemble des scénarios présentés dans le cadre de la réforme des tarifs domestiques ont été établis en utilisant une hypothèse de hausses tarifaires annuelles de 2 %. Ces scénarios servent uniquement à illustrer les impacts des différents scénarios analysés.**

**Puisque le Distributeur ne demande pas à la Régie d'entreprendre la réforme tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2008, il n'est pas pertinent de simuler les scénarios présentés à la pièce HQD-12, document 3 avec la hausse demandée de 2,9 % au 1<sup>er</sup> avril 2008, ni avec une hausse différenciée de 4,4 %.**

**Par ailleurs, le Distributeur indique que les résultats obtenus avec une hausse tarifaire illustrative de 2 % peuvent être utilisés, grâce à une simple règle de trois, pour évaluer des scénarios avec d'autres hausses. À titre d'exemple, le Distributeur présente ci-dessous les tableaux 7 à 9 pour une hausse hypothétique de 4 %. Il en ressort que les résultats correspondent au double de ceux présentés en preuve.**

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de GRAME**

**Tableau R-11.1**

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 <sup>re</sup> tranche ¢/kWh	2 <sup>e</sup> tranche ¢/kWh	Ratio 2 <sup>e</sup> / 1 <sup>re</sup>	Prime D \$/kW	Prime DM \$/kW
<b>1<sup>er</sup> avril 2007</b>	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	1,35
<b>Réforme actuelle si 4 %</b>						
<b>1<sup>er</sup> avril 2008</b>	40,64 0,0%	5,44 2,9%	7,44 5,8%	1,37	6,21 13,7%	1,53 13,3%
<b>1<sup>er</sup> avril 2009</b>	40,64 0,0%	5,60 2,9%	7,87 5,8%	1,40	6,96 12,1%	1,71 11,8%
<b>1<sup>er</sup> avril 2010</b>	40,64 0,0%	5,76 2,9%	8,32 5,7%	1,44	7,71 10,8%	1,89 10,5%

Tarifs D et DM	Client moyen domestique 17 407 kWh	Logement	Petite maison	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité - 26 484 kWh	Grande maison - l'électricité - 32 054 kWh	Très grande maison 42 818 kWh	Maison imposante 62 840 kWh	Grand client 100 kW 411 700 kWh	Client 1 <sup>re</sup> tranche 10 950 kWh	Multi- logement 124 160 kWh
		11 590 kWh	20 494 kWh							
<b>1<sup>er</sup> avril 2007</b>	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
<b>Réforme actuelle si 4 %</b>										
<b>1<sup>er</sup> avril 2008</b>	49 \$ 4,0%	23 \$ 2,9%	57 \$ 4,0%	80 \$ 4,4%	103 \$ 4,7%	147 \$ 5,0%	229 \$ 5,2%	1 805 \$ 6,0%	17 \$ 2,3%	344 \$ 4,0%
<b>1<sup>er</sup> avril 2009</b>	51 \$ 4,0%	24 \$ 2,9%	59 \$ 4,0%	84 \$ 4,4%	107 \$ 4,6%	154 \$ 4,9%	239 \$ 5,2%	1 884 \$ 5,9%	17 \$ 2,3%	358 \$ 4,0%
<b>1<sup>er</sup> avril 2010</b>	53 \$ 4,0%	25 \$ 2,9%	62 \$ 4,0%	87 \$ 4,4%	112 \$ 4,6%	160 \$ 4,9%	250 \$ 5,2%	1 966 \$ 5,8%	17 \$ 2,3%	372 \$ 4,0%

Impact tarifaire annuel - Hausse de 4 %	
Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 2	14,0
De 2 à 4	49,9
De 4 à 6	36,0
6 et plus	0,0
<b>Total</b>	<b>100,0</b>

*Réponse à la demande de renseignements n°1  
de GRAME*

---

11.2 Le tableau de la diapositive 13 de la présentation du 6 juin présente un scénario avec une hausse tarifaire de 2 % par année. Nous demandons au Distributeur de refaire le tableau, au moins pour la prochaine année tarifaire, **avec une hausse différenciée de 4,4% pour le tarif D et DM** (avec gel de la redevance et hausse plus importante sur le 2<sup>e</sup> palier ainsi que sur la prime de puissance, **en gardant les mêmes seuils entre les paliers**).

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 11.1 précédente.**

**12. Stratégie tarifaire en changeant le seuil entre les paliers (tarifs D et DM)**

**Référence :** HQD-12, doc. 3, pp. 15 à 43.

12.1 Le seuil de 30 kWh par jour étant supérieur à la consommation moyenne de 28 kWh par jour (27 kWh sans la climatisation) est-il vrai d'affirmer que la majorité de ceux qui ne chauffent pas à l'électricité (et même les TAE hors de la saison de chauffe et de climatisation) n'ont que le tarif du premier palier comme coût marginal?

**Réponse :**

**Non puisque 60 % des clients résidentiels non TAE sur la période annuelle et 88 % des clients résidentiels TAE en été sont facturés en 2<sup>e</sup> tranche. L'information provient des tableaux fournis en réponse à la question 74a de OC à la pièce HQD-15, document 8.**

12.2 HQD peut-il estimer la proportion des journées-clients (nb de clients sur le 2<sup>e</sup> palier à chaque jour sur le nombre total de clients fois 365 jours) que ses clients ont effectivement été facturés au tarif du 2<sup>e</sup> palier? (HQD-12, doc. 3, p. 17 de 64)

**Réponse :**

**Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée puisque la facturation n'est pas effectuée sur une base quotidienne.**

- 12.3 Le Distributeur peut-il estimer, approximativement, quelle proportion de la clientèle serait facturée pour sa dernière unité consommée au tarif du 2<sup>e</sup> palier (un coût beaucoup plus près des coûts marginaux pour ceux qui ne chauffent pas à l'électricité) si le seuil entre les paliers était ramené à respectivement 20 kWh par jour et 25 kWh par jour, pour les clients non TAE et pour l'ensemble des clients (nb de clients sur le 2<sup>e</sup> palier à chaque jour sur le nombre total de clients fois 365 jours)?

**Réponse :**

**Avec le seuil actuel, 18 % des clients résidentiels consomment toujours en 1<sup>re</sup> tranche. Lorsque le seuil est ramené à 25 kWh/jour, la proportion passe à 14 % (dont 74 % sont des clients non TAE) et à 20 kWh/jour, elle passe à 11 % (dont 79 % sont des clients non TAE). L'information provient des tableaux fournis en réponse à la question 74a de OC à la pièce HQD-15, document 8.**

- 12.4 Quels seraient les avantages, en terme d'efficacité énergétique, pour les clients qui ne chauffent pas à l'électricité, d'une hausse du seuil à 35 kWh?

**Réponse :**

**Une hausse du seuil à 35 kWh/jour n'aurait aucun avantage en terme d'efficacité énergétique puisque moins de kilowattheures seraient sujets au signal de prix associé à la 2<sup>e</sup> tranche.**

- 12.5 Est-ce que le principal objectif de la hausse du seuil à 35 kWh consiste à permettre une hausse accrue des tarifs du 2<sup>e</sup> paliers?

**Réponse :**

**La hausse du seuil à 35 kWh/jour n'est pas un objectif poursuivi par le Distributeur. Le Distributeur réitère qu'il est préférable d'accentuer le signal de prix reçu par les clients en haussant les prix d'énergie sans modifier la structure même du tarif.**

**Voir également à ce sujet les sections 4.1 et 4.3 de la pièce HQD-12, document 3.**

**Référence :** HQD-12, doc. 3, pp. 15 à 43 ainsi que le tableau de la diapositive 27 de la présentation du 6 juin, lequel présente un scénario avec revenus constants (sans hausse de revenus) pour un déplacement du seuil délimitant le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> palier des 30 aux 25 premiers kWh par jour en été, avec trois hypothèses (baisse équivalente du prix de la 1<sup>re</sup> tranche, baisse équivalente du prix de la 2<sup>e</sup> tranche et baisse équivalente de la redevance).

**Demandes**

12.6 Nous demandons au Distributeur de refaire le tableau, au moins pour la prochaine année tarifaire, avec la hausse demandée par HQD (uniforme de 2,9 %, avec une hausse plus importante sur le 2<sup>e</sup> palier ainsi que sur la prime de puissance, tout en faisant passer le seuil délimitant le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> palier aux 25 premiers kWh par jour toute l'année, et en répartissant la baisse équivalente moitié en diminution de la redevance et moitié en baisse du prix de la 1<sup>e</sup> tranche.

**Réponse :**

**Le Distributeur se questionne sur l'utilité et la pertinence de simuler différentes combinaisons basées sur les scénarios présentés à la pièce HQD-12, document 3. Ces scénarios combinés ne sont, en réalité, que des scénarios intermédiaires et les constats qui en résulteraient ne seront pas diamétralement différents de ceux présentés en preuve. Au mieux, ils pourront atténuer certains impacts sur la clientèle mais les principes sur lesquels le Distributeur se base pour rejeter certains scénarios de réforme tarifaire seront quant à eux inchangés.**

**Voir également la réponse à la question 11.1 de la demande de renseignements n°1 de GRAME.**

- 12.7 Nous demandons au Distributeur de refaire le tableau, au moins pour la prochaine année tarifaire, avec une hausse différenciée de 4,4% pour le tarif D et DM, avec une hausse plus importante sur le 2<sup>e</sup> palier ainsi que sur la prime de puissance, tout en faisant passer le seuil délimitant le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> palier aux 25 premiers kWh par jour toute l'année, et en répartissant la baisse équivalente moitié en diminution de la redevance et moitié en baisse du prix de la 1<sup>e</sup> tranche.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 précédente.**

- 12.8 Nous demandons au Distributeur de refaire le tableau, au moins pour la prochaine année tarifaire, avec la hausse demandée par HQD (uniforme de 2,9 %, avec une hausse plus importante sur le 2<sup>e</sup> palier ainsi que sur la prime de puissance, tout en faisant passer le seuil délimitant le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> palier aux 20 premiers kWh par jour toute l'année, et en répartissant la baisse équivalente moitié en diminution de la redevance et moitié en baisse du prix de la 1<sup>e</sup> tranche.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 précédente.**

- 12.9 Nous demandons au Distributeur de refaire le tableau, au moins pour la prochaine année tarifaire, avec une hausse différenciée de 4,4% pour le tarif D et DM, avec une hausse plus importante sur le 2<sup>e</sup> palier ainsi que sur la prime de puissance, tout en faisant passer le seuil délimitant le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> palier aux 20 premiers kWh par jour toute l'année, et en répartissant la baisse équivalente moitié en diminution de la redevance et moitié en baisse du prix de la 1<sup>e</sup> tranche.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 précédente.**

**Référence :** HQD-12, doc. 1, p. 41 de 85.

**Demandes**

12.10 Le Distributeur peut-il refaire le tableau de la dispersion des impacts selon le décile de revenu pour le scénario avec une hausse différenciée de 4,4% pour le tarif D et DM, tout en faisant passer le seuil délimitant le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> palier aux 20 premiers kWh par jour toute l'année, et en répartissant la baisse équivalente moitié en diminution de la redevance et moitié en baisse du prix de la 1<sup>e</sup> tranche.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 précédente.**

12.11 Le Distributeur peut-il refaire le tableau de la dispersion des impacts selon le décile de revenu pour le scénario **avec une hausse uniforme de 2,9 %** pour le tarif D et DM, tout en faisant passer le seuil délimitant le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> palier **aux 20 premiers kWh par jour toute l'année**, et en répartissant la baisse équivalente moitié en diminution de la redevance et moitié en baisse du prix de la 1<sup>e</sup> tranche.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 précédente.**

**13 Stratégie tarifaire en changeant le seuil avec ajout d'un 3<sup>e</sup> palier (tarifs D et DM)**

**Référence :** HQD-12, doc. 3, pp. 44 à 55, tableaux 25 à 30.

**Demandes**

***Réponse à la demande de renseignements n°1  
de GRAME***

---

- 13.1 Nous demandons au Distributeur de refaire les tableaux 25 et 26 (HQD-12, doc. 3, p. 47 de 64), avec la hausse demandée par HQD (uniforme de 2,9 %, avec une hausse plus importante sur le 2<sup>e</sup> palier ainsi que sur la prime de puissance, tout en faisant passer le seuil délimitant le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> palier aux 20 premiers kWh par jour toute l'année (en répartissant la baisse équivalente moitié en diminution de la redevance et moitié en baisse du prix de la 1<sup>e</sup> tranche) et en ajoutant une 3<sup>e</sup> tranche à 60 kWh/jour à partir de 2009 (avec la hausse anticipée par HQD pour 2009). De plus, nous demandons de ne pas faire évoluer la 3<sup>e</sup> tranche 2 fois plus rapidement que la 2<sup>e</sup> mais plutôt avec un ratio d'une hausse seulement 50 % plus importante que celle consentie au tarif de la 2<sup>e</sup> tranche.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 de la demande de renseignements n°1 de GRAME.**

- 13.2 Avec cette tarification, quel pourcentage de la consommation serait facturé respectivement en 1<sup>re</sup>, 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> tranche?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 de la demande de renseignements n°1 de GRAME.**

- 13.3 Nous demandons au Distributeur de refaire les tableaux 25 et 26 (HQD-12, doc. 3, p. 47 de 64), avec une hausse différenciée de 4,4 %, avec une hausse plus importante sur le 2<sup>e</sup> palier ainsi que sur la prime de puissance, tout en faisant passer le seuil délimitant le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> palier aux 20 premiers kWh par jour toute l'année (en répartissant la baisse équivalente moitié en diminution de la redevance et moitié en baisse du prix de la 1<sup>e</sup> tranche) et en ajoutant une 3<sup>e</sup> tranche à 60 kWh/jour à partir de 2009 (avec la hausse anticipée par HQD pour 2009). De plus, nous demandons de ne pas faire évoluer la 3<sup>e</sup> tranche 2 fois plus rapidement que la 2<sup>e</sup> mais plutôt avec un ratio d'une hausse seulement 50 % plus importante que celle consentie au tarif de la 2<sup>e</sup> tranche.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 de la demande de renseignements n°1 de GRAME.**

13.4 Avec cette tarification, quel pourcentage de la consommation serait facturé respectivement en 1<sup>re</sup>, 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> tranche?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 de la demande de renseignements n°1 de GRAME.**

13.5 Le Distributeur peut-il refaire le tableau de la dispersion des impacts selon le décile des revenus pour le dernier scénario?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 de la demande de renseignements n°1 de GRAME.**

#### **14 Stratégie tarifaire en changeant le seuil, avec l'ajout d'un 3<sup>e</sup> palier et baisse de la redevance (tarifs D et DM)**

**Référence :** HQD-12, doc. 3, pp. 44 à 55, tableaux 25 à 30.

#### **Demandes**

14.1 Nous demandons au Distributeur de refaire les tableaux 25 et 26 (HQD-12, doc. 3, p. 47 de 64), avec la hausse demandée par HQD (uniforme de 2,9 %, avec une hausse plus importante sur le 2<sup>e</sup> palier ainsi que sur la prime de puissance, tout en faisant passer le seuil délimitant le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> palier aux 20 premiers kWh par jour toute l'année (en appliquant la baisse équivalente en diminution du prix de la 1<sup>e</sup> tranche) et en baissant la redevance de 10 %, puis en ajoutant une 3<sup>e</sup> tranche à 50 kWh/jour à partir de 2009 (avec la hausse anticipée par HQD pour 2009). De plus, nous demandons de ne pas faire évoluer la 3<sup>e</sup> tranche 2 fois plus rapidement

***Réponse à la demande de renseignements n°1  
de GRAME***

---

que la 2<sup>e</sup> mais plutôt avec un ratio d'une hausse seulement 50 % plus importante que celle consentie au tarif de la 2<sup>e</sup> tranche.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 de la demande de renseignements n°1 de GRAME.**

14.2 Avec cette tarification, quel pourcentage de la consommation serait facturé respectivement en 1<sup>re</sup>, 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> tranche?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 de la demande de renseignements n°1 de GRAME.**

14.3 Nous demandons au Distributeur de refaire les tableaux 25 et 26 (HQD-12, doc. 3, p. 47 de 64), avec une hausse différenciée de 4,4 %, avec une hausse plus importante sur le 2<sup>e</sup> palier ainsi que sur la prime de puissance, tout en faisant passer le seuil délimitant le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> palier aux 20 premiers kWh par jour toute l'année (en appliquant la baisse équivalente en diminution du prix de la 1<sup>e</sup> tranche) et en baissant la redevance de 10 %, puis en ajoutant une 3<sup>e</sup> tranche à 50 kWh/jour à partir de 2009 (avec la hausse anticipée par HQD pour 2009). De plus, nous demandons de ne pas faire évoluer la 3<sup>e</sup> tranche 2 fois plus rapidement que la 2<sup>e</sup> mais plutôt avec un ratio d'une hausse seulement 50 % plus importante que celle consentie au tarif de la 2<sup>e</sup> tranche.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 de la demande de renseignements n°1 de GRAME.**

14.4 Le Distributeur peut-il refaire le tableau de la dispersion des impacts selon le décile des revenus pour le dernier scénario?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 12.6 de la demande de renseignements n°1 de GRAME.**

### **15 Fermeture du tarif DM**

**Référence :** Section sur la stratégie tarifaire du présent dossier (HQD-12, doc. 1, pp.1-85) et présentation de la rencontre technique du 6 juin 2007 (Révision des structures tarifaires pour améliorer le signal de prix).

« Le mesurage collectif n'offre aucun signal de prix aux consommateurs. »  
(Diapositive 40 de la présentation du 6 juin)

#### **Demandes**

15.1 Quelles sont les économies d'énergies que l'on pourrait anticiper pour un immeuble collectif type (en % et en kWh) qui passerait d'un mesurage collectif à un mesurage individuel? Décrivez le bâtiment type considéré (consommation, nombre d'appartements).

**Réponse :**

**La fermeture du tarif DM au 1<sup>er</sup> avril 2008 ne vise que les nouveaux abonnements. Le Distributeur n'entend pas exiger la conversion au mesurage individuel des bâtiments existants mesurés collectivement. Ces derniers continueront à être admissibles au tarif DM. Voir également la réponse à la question 72 de l'ACEF à la pièce HQD-15, document 2.**

**La description du bâtiment type est fournie en réponse à la question 64 de l'ACEF de ce même document.**

15.2 Combien coûterait la conversion au mesurage individuel? Quels seraient les implications financières pour les clients et pour HQD?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 15.1 précédente.**

15.3 Quelles pourraient être les modalités d'un programme d'aide financière à la conversion du mesurage collectif au mesurage individuel qui respecterait les critères de rentabilité du Distributeur (coûts évités) tout en tenant compte de la valeur des économies d'énergie qui devrait découler du meilleur signal de prix?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 15.1 précédente.**



**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°2  
DE GRAME**



## **1. STRATÉGIE TARIFAIRE**

### **Proposition relative à la tarification horo- saisonnière**

#### **Cas de l'Ontario**

##### **Préambule**

Selon les données fournies par les 25 distributeurs nommés et actifs, les compteurs envisagés coûteraient entre 110 \$ et 560 \$ l'unité (coût en capital, achat et installation) et les frais annuels d'exploitation augmenteraient de 5 \$ à 42 \$ par compteur.

**Référence :** HQD-12, doc. 2, page 21

##### **Demande**

- 1.1. Pourriez-vous nous indiquer si les compteurs envisagés au prix se situant entre 110\$ et 560\$ l'unité (coût en capital, achat et installation) sont des compteurs pour des fins résidentielles seulement ?

##### **Réponse :**

**Selon les informations disponibles, tout indique que les compteurs s'adressent essentiellement aux clients résidentiels et aux petits clients du général (moins de 50 kW). La preuve des distributeurs ontariens reposent sur des installations réalisées et planifiées pour 2007. Les données de Hydro One, par exemple, reposent sur 240 000 compteurs ; dans ce cas, la Commission de l'énergie de l'Ontario a reconnu un coût de 479 \$/compteur (voir la décision au lien suivant). Le Distributeur ne sait pas s'il y a, parmi ces 240 000 compteurs, des installations qui concernent des clients du général de moins de 50 kW, toutefois, chez Hydro One, ces clients ne sont pas mesurés en puissance et leurs compteurs sont probablement similaires, voire identiques, aux compteurs destinés aux clients résidentiels.**

**[http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2007-0063/dec\\_reasons\\_20070808.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2007-0063/dec_reasons_20070808.pdf)**

## **BC Hydro**

Selon des informations non-officielles, BC Hydro planifierait l'installation de compteurs avancés chez ses 1,7 millions de clients résidentiels d'ici 5 ans, ce qui permettrait l'introduction d'une tarification dynamique — plutôt que le tarif résidentiel à une tranche actuellement utilisé — ainsi que la détection des pannes et des vols d'électricité. BC Hydro devra recevoir l'approbation de la BCUC avant d'entreprendre ce déploiement de compteurs dont le coût est estimé à 500 M\$. Cette annonce fait suite entre autres aux premiers résultats du projet pilote de TDT amorcé l'an dernier.

## **Manitoba Hydro**

En juin 2006, Manitoba Hydro avait annoncé la mise en place d'un projet pilote pour tester la rentabilité associée à l'implantation d'une nouvelle génération de compteurs avancés à radiofréquence chez certains de ses clients au gaz naturel et à l'électricité. Le déploiement des compteurs a eu lieu en avril 2007 dans la région de Winnipeg. Encore une fois, comme cela a été souvent constaté, l'objectif premier du déploiement de compteurs avancés est d'améliorer le service à la clientèle...(...) (Nous soulignons)

**Référence :** HQD-12, doc. 2, page 28 et 29

## **Demandes**

1.2. Que comprend le coût estimé de 500 \$ ?

**Réponse :**

**Le Distributeur comprend qu'il s'agit de 500 M\$ et non 500 \$ tel qu'indiqué dans le libellé de la question. Selon l'article en référence de l'extrait fourni par le GRAME, à la note de bas de page 29 de HQD-12, document 5, « installing meters will cost \$400 million to \$500 million and take between three and five years ». Le Distributeur n'a pas d'autre information à ce sujet.**

1.3. Pourriez-vous nous fournir le rapport des premiers résultats du projet pilote de TDT ?

**Réponse :**

**Le Distributeur ne possède pas ce rapport.**

**Toutefois BC Hydro a émis un communiqué relatif aux résultats préliminaires.**

<http://www.bchydro.com/news/2007/aug/release53012.html>

1.4. C'est le fait d'avoir des compteurs avancés et non l'introduction d'une tarification dynamique qui permettrait « la détection des pannes et des vols d'électricité » et « d'améliorer le service à la clientèle ». Dans quelle mesure le Distributeur est-il intéressé aux autres avantages découlant de l'installation d'une technologie plus performante ?

**Réponse :**

**Le Distributeur est toujours intéressé par les technologies plus performantes si elles ont un impact favorable sur les revenus requis.**

### **Proposition relative à la tarification horo-saisonnière**

#### **Préambule**

De plus, tel que décrit en HQD-12, document 5, le Distributeur compte offrir, dans le cadre d'un projet pilote, deux nouvelles options tarifaires différenciées dans le temps, soit les tarifs DA et DB.

**Référence :** HQD-12, doc. 1, page 9

Dans sa récente stratégie énergétique, le gouvernement du Québec a pour sa part indiqué qu'il souhaitait que des mesures soient prises pour améliorer le signal de prix de l'électricité, afin d'appuyer les efforts des consommateurs en matière d'efficacité énergétique et d'assurer une meilleure utilisation des ressources en incitant notamment les consommateurs à utiliser la bonne source d'énergie au bon endroit. (nous soulignons)

**Référence :** Pièce HQD-12, doc. 2, page 6

À titre illustratif, le tableau 2 présente la panoplie de TDT offerte par la compagnie d'électricité Enel, figure de prou dans le déploiement massif de compteurs avancés<sup>3</sup>. Toutefois, l'application d'une TDT n'implique pas nécessairement l'installation de compteurs avancés complexes. Un compteur avec double registre, l'un pour le prix élevé et l'autre pour le bas prix, peut suffire pour mesurer la consommation.

**Référence :** HQD-12, Document 5, page 7

### **Demandes**

- 1.5. Même s'il est exact qu'un « Un compteur avec double registre, l'un pour le prix élevé et l'autre pour le bas prix, peut suffire pour mesurer la consommation », dans quelle mesure un tel compteur peut réellement « améliorer le signal de prix de l'électricité »?

**Réponse :**

**Un compteur à double registre permet de facturer des consommations à des prix qui reflètent mieux les variations dans les coûts d'approvisionnement qu'un compteur à simple registre.**

- 1.6. Outre l'établissement d'une nouvelle structure de tarif, quels sont les types de signaux (avertissement, signal lumineux, etc.) de prix pouvant améliorer la composante comportementale de la clientèle ?

**Réponse :**

**Il existe une panoplie de moyens qui varient d'une facture papier jusqu'à l'information en temps réel sur afficheur.**

### **Préambule**

#### **Tarif DH**

Au cours de l'hiver 1993-94, les 450 clients retenus ont permis un effacement moyen de 0,83 kW par client durant les heures de pointe du réseau, pour un impact sur le réseau de 0,66 kW par client. À titre de comparaison, l'effacement

anticipé par client grâce à une tarification dynamique ne s'élève qu'à 0,07 kW en Ontario et à 0,2 kW en Californie.

**Référence :** HQD-12, Document 5, page 8 et 9

**Demandes**

- 1.7. Au cours de l'hivers 1993-94 un effacement moyen de 0,83 kW par client durant les heures de pointe du réseau a été observé. S'agit-il seulement d'un effacement, ou a-t-il aussi été observé une réduction de la consommation de cette clientèle ? Si oui, de quel ordre de grandeur ? Quel genre de distribution des résultats peut-on observer ?

**Réponse :**

**Voir les réponses données aux questions 54.1, 54.3 et 55.1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1, du dossier R-3610-2006 ainsi que le complément d'information sur la TDT remis aux participants de la rencontre technique du 2 décembre 2002 à laquelle assistait le GRAME.**

- 1.8. Cette observation est nettement supérieure à ce qui a été observé en Ontario (0,07 kW) et en Californie (0,2 kW). Peut-on en déduire que puisque le chauffage des locaux est la principale variable qui distingue le réseau du Québec des deux autres réseaux, qu'elle pourrait être celle qui a induit l'effacement de 0.83 kW par client au cours de l'hiver 1993-94 ?

**Réponse :**

**À la pièce HQD-12, document 3 du dossier R-3610-2006, le Distributeur explique comment la valeur a été déterminée à partir d'un effacement prévu de 376 MW en 2015 par l'Ontario Power Authority (OPA) grâce aux compteurs avancés et ce, pour tous les marchés et dans un contexte où la TDT est obligatoire ; l'OPA prévoyait également un effacement de 218 MW pour 2010. L'OPA a remis à jour son plan des ressources et diminué à 176 MW l'effacement prévu grâce aux compteurs avancés pour tous les marchés.**

( voir [http://www.powerauthority.on.ca/Storage/50/4534\\_D-4-1.pdf](http://www.powerauthority.on.ca/Storage/50/4534_D-4-1.pdf) ). Il ne s'agit donc pas d'un effacement observé.

L'effacement observé en été en Californie, sur la base d'un projet pilote d'une durée de 2 ans, résulte essentiellement d'un déplacement de la charge de climatisation. Aucun effacement significatif n'a été constaté en hiver.

L'ampleur de l'effacement observé dans le cadre du projet pilote d'Hydro-Québec s'explique de la façon suivante :

- Lors du projet pilote réalisé au début des années 1990 par Hydro-Québec, la moitié des participants se sont prévalus d'une offre de remboursement qui pouvait aller jusqu'à 200 \$ pour des équipements permettant la gestion de la consommation (thermostats programmables, minuteries). Les ménages du groupe contrôle n'ont pas reçu cette offre. Une bonne partie de l'effacement observé est vraisemblablement lié à ces mesures alors qu'aujourd'hui cet effacement serait associé au PGEÉ et non à la TDT ;
- Le projet pilote n'a duré qu'une année ce qui n'a pas permis d'apprécier l'effacement des comportements ;
- Le groupe contrôle n'était pas composé de clients qui auraient souhaité participer au projet pilote mais de clients qui étaient déjà mesurés sur une base permanente. Il ne s'agit pas d'un groupe similaire au groupe de participants en ce qui concerne, par exemple, les attitudes vis-à-vis l'efficacité énergétique. On ne peut donc conclure que l'effacement observé à l'époque soit dû au chauffage.

1.9. Cet effacement moyen a-t-il été récupéré en totalité par la suite ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.7 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.

## **Préambule**

### **2.1.1.1 Signal de prix en énergie**

La structure du coût évité en énergie pour l'année 2007 et les suivantes reflète celle du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne soit une différenciation entre les heures en pointe sur une base annuelle sur le marché de New York (de 6 h à 22 h les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures de l'année). L'écart de coût retenu est de 1,5 ¢/kWh.

**Référence :** HQD-12, Document 5, page 12

### **Demandes**

1.10. Est-ce à dire que le Distributeur a choisi un écart de coût de 1,5 ¢/kWh basé sur le coût à la marge sur le marché de New York ?

**Réponse :**

**Le niveau des prix permet de récupérer les revenus requis. La structure des tarifs proposés reflète la structure des coûts marginaux soit un écart de 1,5 ¢/kWh pointe / hors pointe et 10 \$/kW-hiver (voir la pièce HQD-14, document 3, lignes 18-19 de la page 89 et 1 à 9 de la page 90).**

1.11. Puisqu'il s'agit d'établir une proposition de tarification horo-saisonnière, le Distributeur aurait-il pu envisager le coût à la marge pour les heures en pointe, sur une base, non pas annuelle, mais saisonnière, et ajuster le prix pour les heures hors pointes ?

**Réponse :**

**C'est ce que le Distributeur a fait en faisant supporter aux heures critiques le prix de la puissance de 10 \$/kW-hiver et en diminuant le niveau des prix hors pointe afin de respecter la neutralité tarifaire. Voir également la réponse à la question 65.2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.**

## **Préambule**

### **Calibrage d'un nouveau tarif**

Calibrer un tarif consiste à fixer le niveau de ses composantes (redevance, prix des kWh, prix des kW) de façon à répondre à des objectifs préalablement établis dont celui de **la neutralité tarifaire**.

Dans le contexte particulier du Distributeur, d'autres contraintes s'ajoutent. Par exemple, s'il s'agissait d'un tarif simplement horo-saisonnier, le bas prix de l'option devrait être supérieur au bas prix du tarif DT (4,08 ¢/kWh) de façon à éviter de cannibaliser le marché de la bi-énergie résidentielle.

Le haut prix de l'option devrait être supérieur au prix de la 2e tranche en énergie du tarif D (7,03 ¢/kWh) ; cette contrainte serait cohérente avec la stratégie du Distributeur de corriger le signal de prix de la 2e tranche en énergie du tarif D qui ne reflète pas suffisamment le signal de prix des coûts marginaux.

**Référence :** HQD-12, Document 5, page 19

### **Préambule**

Une autre contrainte importante consiste à limiter l'impact des opportunistes qui seraient vraisemblablement les premiers à adhérer à la nouvelle option tarifaire :

Ces clients, parce qu'ils ont des profils de charge particuliers, verraient leur facture d'électricité diminuer sans modifier leur comportement ou encore augmenteraient leurs consommations lors des périodes de bas prix.

La façon la plus simple de se prémunir de ces cas d'opportunisme consiste à préserver le signal de prix de la structure du tarif de base. Dans le cas de la TPC, celle-ci doit être calquée sur la structure du tarif D, c'est-à-dire, maintenir d'abord une première tranche quotidienne de 30 kWh à un prix inférieur.

**Référence :** HQD-12, Document 5, page 20

### **Demandes**

Pour les fins d'une tarification horo-saisonniers sur la base d'une adhésion volontaire pourrait de fait amener un plus grand nombre de clients de profils de charge particuliers que la proportion réelle de ces profils au sein de la population à adhérer à la nouvelle option tarifaire.

1.12. De quels profils de charges faites vous référence ?

**Réponse :**

**Il s'agit de clients dont la relation consommation pointe / hors pointe est plus petite que l'ensemble des ménages.**

1.13. Parmi votre clientèle, quel est le pourcentage ayant ces profils de charge particuliers ?

**Réponse :**

**Puisque le tarif est calibré neutre et compte tenu de l'homogénéité de la clientèle résidentielle, cette proportion devrait être de 50 %. Cette proportion a été confirmée par toutes les simulations réalisées par le Distributeur.**

1.14. Puisque l'adhésion à cette tarification est volontaire et que son principe de base est la neutralité, pourriez-vous dans ce cas, comme c'est le cas présentement des tarifs DH et DT, en limiter l'accès à une clientèle ayant un profil de charge adapté à une tarification horo-saisonnière ?

**Réponse :**

**Non. Avec n'importe quel tarif, il y aura toujours des perdants et des gagnants lors du calibrage.**

1.15. Si oui, quel en serait l'impact sur le fait de devoir considérer « maintenir d'abord une première tranche quotidienne de 30 kWh à un prix inférieur » ? Pourriez-vous nous indiquer en quoi cette première tranche pourrait être modifiée suite à cette contrainte de moins ?

**Réponse :**

**Sans objet.**

1.16. Quel genre de tarification pourrait être proposé (prix de hors pointe, pointe et période critique) ?

**Réponse :**

**Sans objet.**

## **Préambule**

### **3.3.3 Option proposée**

Compte tenu des paramètres et des contraintes énoncées, le Distributeur a développé la TPC suivante, soit le tarif DA, calibré à partir du tarif D en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2007.

**TABLEAU 8  
TPC PROPOSÉE (TARIF DA)**

	Hiver		Été		Tarif D
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe	
1 <sup>re</sup> Tranche	6,01	3,33	6,01	4,51	5,29
2 <sup>e</sup> Tranche	7,80	5,12	7,80	6,30	7,03
Hrs-critiques	17,80				

Les modalités associées aux heures critiques du tarif DA **sont similaires aux modalités d'interruption de l'option d'électricité interruptible** pour la clientèle de moyenne puissance. **(Nous soulignons)**

Les 100 heures critiques s'appliqueront par blocs de 4 heures (soit 25 blocs par année) et pourront survenir durant les jours de semaine en excluant les jours fériés. La veille de l'occurrence d'une période d'heures critiques, les clients recevront un préavis avant 15 h. Cet avis se fera par courriel ou via une ligne 1-800 ou tout autre moyen convenu par le Distributeur. Cet avis indiquera le nombre de blocs d'heures critiques en vigueur le lendemain, pour un maximum de deux blocs ou huit heures critiques. Ces blocs pourront avoir lieu entre 7 h et 11 h et entre 17 h à 21 h.

En été, la structure du tarif DA traduit la structure annuelle des coûts marginaux sur une base horaire, soit un écart de 1,5 ¢/kWh entre les heures de pointe et les heures hors pointe peu importe la saison.

**Référence :** HQD-12, Document 5, page 25

**Demandes**

1.17. Serait-il possible d'envisager un programme d'effacement de la demande sur une base volontaire pour les 100 ou les 300 heures de pointe ?

**Réponse :**

**Les tarifs et le projet pilote proposés répondent aux demandes du gouvernement et de la Régie et visent l'ensemble des ménages québécois (TAE, non TAE et partiellement TAE). La question du GRAME fait plutôt référence à un programme de gestion de la demande qui s'adresserait à une clientèle spécifique (TAE) tout en prenant pour acquis l'installation de compteurs bidirectionnels.**

1.18. La gestion de cette interruption pourrait être faite sur la base d'une réduction de la température effectuée (de l'ordre de 1° C à 2° C degrés) directement par le Distributeur, sans effort de la clientèle, via le système de chauffe des locaux (thermostats programmables reliés au compteur avancé). Quel type de compteur serait nécessaire pour cette option ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.17 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

1.19. Ce type d'interruption permettrait-il une réduction de la consommation en plus d'un déplacement de charge ? Dans quelle mesure, de quel ordre de grandeur ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.17 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

1.20. Le Distributeur pourrait-il envisager de tester cette option lors de son projet pilote?

**Réponse :**

**Non. Voir la réponse à la question 1.17 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

- 1.21. Un effacement de 1 kW à 2 kW serait-il trop compte tenu que cette clientèle n'a pas de système de chauffage d'appoint ? Si oui, quel pourrait être un effacement réaliste résultant en une réduction de 1 C à 2 C degrés de la température ambiante des locaux ?

**Réponse :**

**Le Distributeur constate que la proposition du GRAME s'inspire des pratiques observées ailleurs lorsqu'il s'agit d'augmenter le point de consigne de la climatisation alors que l'équivalent ne semble pas exister pour le chauffage.**

**D'autre part, le Distributeur ne peut présumer du type de chauffage qu'auront les clients qui participeront au projet pilote : ils pourront être TAE, partiellement TAE ou non TAE. Parmi les participants qui seront TAE, le Distributeur ne peut non plus présumer qu'ils auront des thermostats électroniques pour actionner leur système de chauffage. Pour ces raisons, le scénario de réduction de la température de 1 ou 2°C via un mécanisme de contrôle est une hypothèse parmi d'autres que le Distributeur n'a ni explorée, ni évaluée.**

**Cependant, il est fort probable, si on tient compte des résultats des groupes de discussion sur le sujet — et cela sera à vérifier lors du projet pilote — que les clients qui participeront au projet pilote sont des gens sensibles à l'efficacité énergétique ou qui surveillent de près leur facture énergétique et qui ont déjà des comportements efficaces; ce faisant, ils maintiennent peut-être le point de consigne du chauffage à la limite du point de confort. Supposer que la température soit abaissée de 1 ou 2°C signifie que la température ne sera plus dans la zone de confort, ce qui est contraire aux principes préconisés en efficacité énergétique.**

**Enfin, le Distributeur insiste sur le fait qu'un client n'a pas besoin d'un tarif dynamique pour abaisser son point de consigne à l'intérieur d'une zone de confort. Logiquement, si un client acceptait de le faire pour les 100 heures les plus froides de l'hiver au tarif DA il est à se demander pourquoi il ne le ferait pas tout l'hiver au tarif D.**

## **Préambule**

### **3.3.4 Évaluation des économies de facture des clients participants**

Ainsi, tel que le démontre le tableau 9, en supposant des déplacements de 20 % à 30 % des kWh normalement consommés en pointe vers les périodes hors pointe, les clients pourraient économiser environ de 3 à 4 % de leurs factures annuelles.

**Référence :** HQD-12, Document 5, page 26

Les économies réalisables grâce au tarif DA sont particulières à chaque client.

Elles dépendent, entre autres, de sa consommation annuelle, de son profil de charge, de la capacité de déplacer ou non certains usages et du déplacement qui sera réellement réalisé.

**Référence :** HQD-12, Document 5, page 28

## **Demandes**

Puisque « En été, la structure du tarif DA traduit la structure annuelle des coûts marginaux sur une base horaire, soit un écart de 1,5 ¢/kWh entre les heures de pointe et les heures hors pointe peu importe la saison. »

Puisque le Distributeur a développé la TPC suivante, soit le tarif DA, pour lequel 100 heures critiques s'appliqueront par blocs de 4 heures (soit 25 blocs par année), **en hivers**, au prix de 17.80\$ ¢/kWh et pourront survenir durant les jours de semaine en excluant les jours fériés. (**Nous soulignons**)

1.22. Pourriez-vous calculer quelles seraient les économies en % de réduction de la facture résultant non pas du déplacement de certains usages, mais les économies moyennes en % qui pourraient résulter d'une réduction par exemple de 1°C dans la température ambiante d'une habitation (choisir

différentes consommations type, donc plusieurs scénarios) lors des 100 heures critiques du tarif DA ?

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 1.17 et 1.21. de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

1.23. Pourriez-vous faire le même exercice avec une réduction de 2°C ?

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 1.17 et 1.21. de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

1.24. Pour 100 000 clients envisagés pour le tarif DA, cela pourrait représenter quel ordre de grandeur de réduction de consommation annuelle en kW/h et en puissance ? (Note : Les 100 heures critiques pourraient être calculées à une température extérieure inférieure à -12 C.)

Type d'habitation	Consommation chauffage annuelle	Réduction 1 C / 100 hres	Réduction 2 C / 100 hres
Petit bâtiment			
Moyenne habitation			
Grande habitation			

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 1.17 et 1.21 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

## **Préambule**

### **4.3.1 Coût de mesurage et de relève**

Les quatre options de mesurage analysées supposent que 100 000 clients adhéreront au tarif DA sur une période de 3 ans.

#### **Coût des mesures**

Compteurs à double registre avec lecture par radiofréquence : sur la base du coût unitaire d'un compteur de 200 \$, le coût total actualisé de mesurage et de relève de ces compteurs (incluant les coûts de développement et les installations) est 30 M\$.

### **ESTIMATION DU COÛT GLOBAL DE DÉPLOIEMENT D'UN TARIF DYNAMIQUE (100 000 CLIENTS)**

Référence : HQD-12, Document 5, page 28

#### **Demandes**

- 1.25. Est-il vrai que les coûts globaux des options de déploiement d'un tarif dynamique présentés par le Distributeur ne tiennent pas compte des économies réalisées et résultants de ces options ?

#### **Réponse :**

**Les coûts présentés sont nets des économies liées aux approvisionnements qui sont entièrement transférés aux participants.**

- 1.26. Pourriez-vous identifier quelles seraient les économies engendrées, et quelles seraient leur plus value au niveau de l'entreprise ?

#### **Réponse :**

**Le Distributeur ne voit pas d'autres économies possibles liées aux options de tarification dynamique et qui sont transférées aux participants.**

1.27. Est-il vrai que les coûts globaux des options de déploiement d'un tarif dynamique présentés par le Distributeur ne tiennent pas compte de la différence entre les coûts actuels pour ces mêmes clients et les nouveaux coûts associés à cette option de tarification dynamique ?

**Réponse :**

**Non, tous les nouveaux coûts présentés sont des coûts additionnels associés à une option de tarification dynamique.**

1.28. Pourriez-vous identifier et présenter le surcoût de chacune des options envisagées ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.27 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

## **2. Projet pilote et compteurs avancés**

### **PRÉAMBULE**

#### **5 PARAMÈTRES DU PROJET PILOTE**

Le Distributeur propose de réaliser un projet pilote qui permettra de recueillir les données pour raffiner l'évaluation économique des options.

L'objectif principal de ce projet pilote est de mesurer les déplacements de charge des clients des heures de pointe vers les heures hors pointe ainsi qu'au cours des heures critiques. Ce faisant, le Distributeur souhaite valider la justesse du calibrage de l'option proposée ainsi que mesurer sa contribution à la réduction de la demande en pointe.

**Référence :** HQD-12, Document 5, page 40

#### **Demande**

1.29. Pourrait-il être envisagé de tester l'ajout d'un processus d'interruption (réduction de la température des locaux de 1C à 2 C degrés via un

compteur avancé relié aux thermostats programmables) chez une partie des participants à la tarification en période critique ?

**Réponse :**

**Non. Voir la réponse à la question 1.21 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME. D'autre part, un tel mécanisme automatique n'a pas besoin d'être testé à l'intérieur d'un devis expérimental qui cherche à étudier la réaction des clients face à une tarification dynamique. Le Distributeur ajoute que tester un tel mécanisme sur une partie du groupe expérimental et dans le cadre du devis proposé, fera en sorte qu'il sera impossible d'isoler l'effet de l'option tarifaire de l'effet du mécanisme.**

1.30. Quel type de compteur serait nécessaire pour réaliser cet exercice de mesurage et de contrôle à distance ? Serait-il possible avec l'une de vos options de compteur de prévoir cette option ? Si oui avec laquelle ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.29 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

### **Préambule**

Les consommateurs se préoccupent de plus en plus d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie, et ce, principalement pour des raisons d'économie sur leurs factures et secondairement pour des raisons environnementales.

- Toutefois, les actions et efforts entrepris dans le foyer sont souvent limités aux changements qui affectent peu le confort et qui sont peu coûteux.
- Évidemment, tout le monde n'a pas le même niveau de préoccupation et ne fait pas les mêmes efforts.

Cependant pratiquement tous se sentent concernés, et en général les gens font « assez d'efforts ».

**Réponse à la demande de renseignements n°2  
de GRAME**

- Les principales actions entreprises sont : – baisse de la température des thermostats

Référence : HQD-12, Document 5, Sondage, page 64

**ANNEXE C, ESTIMATION DES RÉDUCTIONS DE FACTURE DES CLIENTS, PARTICIPANTS À LA TPC**

Consommation annuelle (kWh)	Facture annuelle \$	kWh pointe (50 %)	kWh déplacés de la pointe vers hors pointe			Économies annuelles \$ (kWh déplacés * 1,5 ¢/kWh)			Économies pour les kW effacés en période critique à 10 \$/kW			Économies totales annuelles (\$)		% de la facture annuelle	
			20%	25%	30%	20%	25%	30%	1 kW	2 kW	3 kW	Min.	Max.	Min.	Max.
			10 000	700	5 000	1 000	1 250	1 500	15,0	18,8	22,5	10,0			25,0
15 000	1 050	7 500	1 500	1 875	2 250	22,5	28,1	33,8	10,0			32,5	43,8	3,1	4,2
20 000	1 400	10 000	2 000	2 500	3 000	30,0	37,5	45,0	10,0	20,0		40,0	65,0	2,9	4,6
25 000	1 750	12 500	2 500	3 125	3 750	37,5	46,9	56,3	10,0	20,0	30,0	47,5	86,3	2,7	4,9

Référence : HQD-12, Document 5, Annexe C, page 117

**Demandes**

Considérant la préoccupation des consommateurs à l’égard de l’efficacité pour des raisons d’économie d’énergie et de réduction de leurs facture, dont la baisse de la température des thermostats est l’une des principales actions entreprises par les consommateurs, ne serait-il pas logique d’inclure cette variable, non seulement à titre d’option de gestion en période critique au projet pilote, mais aussi dans le calcul de la réduction de la facture ?

Cette réduction de la consommation pourrait être calculée sans déplacer totalement la charge d’une période de pointe à une période hors pointe et plus encore sans la déplacer totalement d’une période d’heure critique vers une période hors pointe ou de pointe.

**Demandes**

- 2.1. Pourriez-vous confirmer si l’estimation des réductions de facture des clients participants à la TPC, tel qu’apparaissant à l’annexe C, ne comprend pas l’estimation d’une réduction de la consommation réelle, mais seulement pour un déplacement de charge entre les plages horaires ?

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

- 2.2. Est-il vrai que la tarification selon les périodes critiques pourrait conduire à une réduction de la température et du chauffage des locaux de l'ordre de 1 C à 2 C degrés ? Est-ce raisonnable de penser qu'effectivement, il pourrait y avoir une réduction de la chauffe des locaux sans récupération ou déplacement, ne serait-ce que de l'ordre de 1 C à 2 C en moyenne ?

**Réponse :**

**Le Distributeur ne peut présumer de ces conclusions. Le projet pilote permettra de répondre à ce genre d'interrogation.**

- 2.3. Quel serait la réduction de la facture de la clientèle advenant une réduction de 1 C à 2 C degrés de la chauffe en période critique ?

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 1.21 et 2.2 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

- 2.4. Pourriez-vous présenter une « estimation des réductions de facture des clients participants à la TPC » incluant une réduction de la consommation d'énergie pour la chauffe des locaux en période critique et nous présenter sur quelle méthodologie repose ces calculs?

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 1.21 et 2.2 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

- 3. Préviation de la demande : le choix du critère de température**

*Réponse à la demande de renseignements n°2  
de GRAME*

---

Dans les audiences du dossier R-3610-2006, lors du contre-interrogatoire du GRAME, M. Yves Nadeau s'est engagé à ce que l'analyse et les explications qui justifient le changement du seuil de température déterminant les besoins de chauffage seraient fournies bientôt (R-3610-2006, transcriptions du 30 novembre 2006, p. 30) :

« (...) comme on s'est engagé à le faire en vertu de la décision de la Régie lors du dernier plan d'approvisionnement, c'est une analyse qu'on aura l'occasion de mettre à jour et de soumettre (...) dans le prochain dossier du plan d'approvisionnement (...) ou dans un dossier ultérieur de la cause tarifaire. »

**Demandes**

- 3.1 Dans le présent dossier, est-ce que le Distributeur a réalisé ses calculs en supposant que le point de chauffe est de 18°C ou de 15°C?

**Réponse :**

**Dans le présent dossier, afin d'établir la prévision des besoins en puissance pour le chauffage des locaux, le Distributeur a réparti mensuellement les besoins de chauffage à partir de degrés-jours mensuels moyens de chauffage basés sur une température de référence de 16°C pour le secteur Domestique et Agricole (plutôt que 18°C dans le précédent dossier tarifaire) et de 15°C pour le secteur Général et Institutionnel (comme dans le précédent dossier tarifaire).**

**Le changement, par rapport au dernier dossier tarifaire, de la température de référence sur laquelle sont maintenant basés les degrés-jours moyens de chauffage des locaux du secteur Domestique et Agricole découle d'une analyse sur le choix de la température de référence optimale réalisée par le Distributeur.**

**Cette analyse, qui repose sur l'établissement - pour les années 2004 et 2005 - de régressions linéaires entre les consommations journalières de chauffage des locaux aux tarifs D et DM et les degrés-jours de chauffage quotidiens calculés pour différentes températures de référence, révèle que c'est la température de référence de 16°C qui donne la régression ayant le maximum de corrélation ( $R^2$ ).**

*Réponse à la demande de renseignements n°2  
de GRAME*

---

**Cette analyse, dont la réalisation fait suite à une demande de la Régie dans sa décision D-2005-178 (page 8) émise dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2005-2014, sera présentée par le Distributeur dans le dossier du Plan d'approvisionnement 2008-2017 conformément à la dite décision. La présentation traitera également de l'impact du changement de la température de référence sur la prévision des besoins en puissance pour le chauffage des locaux du secteur Domestique et Agricole.**

- 3.2 Si la température de référence retenue est belle et bien de 18°C, pouvez-vous nous indiquer les principaux chiffres qui seraient modifiés si l'ancienne température de référence de 15°C était retenue à la place? Quel serait notamment l'impact sur les besoins de chauffage et sur les besoins de pointe?

**Réponse :**

**La température de référence de 18°C n'a pas été retenue par le Distributeur dans le présent dossier pour établir la prévision des besoins en puissance pour le chauffage des locaux (voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME).**

- 3.3 Quels secteurs et quels usages seraient surtout touchés?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

- 3.4 Si le Distributeur a décidé de conserver la valeur de 18°C comme seuil à partir duquel il considère que ses clients vont commencer à utiliser leur système de chauffage, quand compte-t-il justifier ce choix, tel que le lui avait demandé la Régie dans sa Décision D-2005-178 (p. 8), dans le présent dossier tarifaire ou lors du prochain plan d'approvisionnement?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.2. de la demande de renseignements n° 2 du GRAME.**

**ANNEXE A**  
**RÉPONSE À LA QUESTION N° 6.6**



Le 27 mars 2006

<Par messenger et courriel>

Me Véronique Dubois  
Secrétaire  
RÉGIE DE L'ÉNERGIE  
800, Place Victoria, bureau 255  
Montréal (Québec)  
H4Z 1A2

M. Michel Bastien  
Directeur Affaires réglementaires  
Hydro-Québec Distribution  
Affaires réglementaires  
2<sup>e</sup> étage  
75, boul. René-Lévesque Ouest  
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Téléphone : 514-289-4629  
Télécopieur : 514-289-5685  
C. élec. : bastien.michel@hydro.qc.ca

**Objet : Suivi de la décision D-2005-103 relatif à la demande d'autorisation pour réaliser le projet de réhabilitation de l'immeuble sis au 201, rue Jarry Ouest, à Montréal  
Dossier Régie : R-3562-2005**

---

Madame,

Dans sa décision D-2005-103 du 30 mai 2005 la Régie de l'énergie (ci-après la Régie) demande à Hydro-Québec Distribution (ci-après le Distributeur) de déposer un suivi administratif lorsque tous les choix relatifs aux mesures additionnelles d'efficacité énergétique auront été arrêtés au Plan directeur du projet de réhabilitation du 201, rue Jarry Ouest, à Montréal (ci-après 201 Jarry) ou dans les 6 mois suivant le début des travaux.

Dans sa décision, la Régie accueille le principal critère de décision proposé par le Distributeur afin d'intégrer des mesures d'efficacité énergétique au projet de réhabilitation. Selon ce critère, la période de retour sur investissement (PRI) de la mesure doit être inférieure à leur durée de vie ou à celle du bâtiment (25 ans).

Dans sa réponse à la demande de renseignements de la Régie (HQD-3, document 1), le Distributeur mentionne être prêt à inclure les mesures additionnelles suivantes :

- système de récupération de chaleur de la partie garage,
- système de centralisation de l'éclairage,
- énergie solaire pour le chauffage de l'eau domestique,

soit raison du critère de décision ou du faible coût de la mesure.

La Régie accepte que le Distributeur intègre à son Plan directeur le système de récupération de chaleur et le système de centralisation de l'éclairage puisque ces mesures rencontrent le principal critère de décision pour ce projet.

Les travaux au 201 Jarry ont débuté en août 2005, suite aux travaux préparatoires de juin et juillet. Les travaux effectués en 2005 respectent l'échéancier et les coûts initialement prévus dans

le Plan directeur. Le Distributeur fera le suivi du coût des travaux dans le cadre de son rapport annuel tel que prévu. La phase de conception des plans pour les travaux de l'année 2006 a eu lieu au cours de l'automne 2005.

#### Système de récupération de chaleur de la partie garage

Selon le Plan directeur, l'implantation du système de récupération de chaleur pour le garage est prévue au cours de l'année 2006. Le calcul des économies potentielles de cette mesure doit se baser sur l'opération des systèmes d'évacuation en fonction de l'utilisation réelle et prévue des véhicules et des quantités d'air évacuées dans les garages. Pour ce faire, le Distributeur a installé à l'automne 2005 des appareils d'enregistrement dans les garages mesurant les quantités de contaminants. La cueillette des données se poursuivra au printemps 2006. Le Distributeur sera alors en mesure de déterminer si les systèmes d'évacuation actuels répondent aux normes minimales d'apport d'air frais requis. Si c'est le cas, le Distributeur n'envisage pas de remplacer le système de récupération. Cette décision serait conforme au principe sous-jacent du projet de réhabilitation de ne remplacer les systèmes et les équipements que lorsque nécessaire, tel qu'évoqué à la page 15 de 39 de la pièce HQD-1, document 1.

Nous vous transmettrons le résultat de l'analyse lorsqu'elle sera complétée à l'automne 2006, ainsi que les impacts financiers et énergétiques en découlant.

#### Système de centralisation de l'éclairage

Selon le Plan directeur, l'implantation du système de centralisation de l'éclairage est prévue au cours de l'année 2007. Le calcul des économies potentielles de cette mesure se fera à l'automne 2006 lors de la phase de conception des plans pour l'année 2007. Nous vous transmettrons le résultat de l'analyse lorsque les travaux de conception auront été réalisés.

#### Énergie solaire pour le chauffage de l'eau domestique

Lors de la phase de conception des travaux de l'année 2006, le Distributeur a mandaté la firme Bouthillette Parizeau & associés Inc. (ci-après BPA), afin qu'elle analyse la possibilité d'intégrer l'énergie solaire pour le préchauffage de l'eau chaude domestique. La conception étudiée par la firme BPA est basée sur une consommation d'environ 850 litres d'eau chaude domestique, répartie sur deux points d'utilisation. La simulation énergétique a été effectuée par l'entreprise HLT Énergies. Cette dernière a, par ailleurs, appuyé le design de la firme BPA.

Les travaux de conception ont permis d'établir que le regroupement de tous les chauffe-eau au même endroit (un point d'utilisation), tel que prévu initialement dans le dossier R-3562-2005, n'était pas la solution la plus optimale en termes de coûts, de bénéfices et donc de PRI.

Lors de la phase préliminaire, le Distributeur avait estimé que les économies d'énergie annuelles seraient de 29 MWh à un coût de 160 000 \$ (après appui financier). Cependant, les simulations réalisées avec un ou deux points d'utilisation lors de la conception ont démontré que les économies d'énergie prévues seraient plutôt de l'ordre de 9 MWh par année. Par ailleurs, la conception avec deux points d'utilisation est la plus optimale puisque les coûts sont de 120 000 \$ au lieu de 108 000 \$ pour un seul point d'utilisation. La PRI de la solution la plus optimale, soit

deux points d'utilisation, est d'environ 175 ans. Compte tenu du résultat obtenu, le Distributeur n'intégrera pas l'énergie solaire pour le chauffage de l'eau domestique dans son projet de réhabilitation du 201 Jarry.

**TABLEAU 1**  
**ÉNERGIE SOLAIRE POUR LE CHAUFFAGE DE L'EAU DOMESTIQUE**  
**PÉRIODES DE RETOUR SUR L'INVESTISSEMENT AVANT ET APRÈS APPUI FINANCIER**

	Coûts admissibles k\$	Appui financier k\$	Coûts après appui financier k\$	Gain annuel MWh/an	Économies annuelles k\$	PRI avant appui financier ans	PRI après appui financier ans
<b>Phase de conception</b>							
1 point [1]	122	2	120	9	0,6	200,5	197,4
2 points [2]	110	2	108	9	0,6	177,5	174,4
R-3562-2005 (1 point) [3]	166	6	160	29	1,9	86,5	83,3
Écart [2]-[3]	-56	-4	-52	-19	-1,3	91,1	91,1

Note : Les économies monétaires ont été évaluées sur la base de 0,067 \$/kWh (tarif M).

Les paramètres de conception utilisés pour les fins de la simulation sont présentés dans le document ci-joint.

L'impact du projet de réhabilitation du 201 Jarry sur les revenus requis du Distributeur est tel que présenté en réponse à la demande de renseignements de la Régie (HQD-3, document 1, question 1.3) avec ou sans la mesure d'énergie solaire pour le préchauffage de l'eau.

Veuillez agréer l'assurance de nos sentiments distingués.



Michel Bastien  
Directeur Affaires réglementaires et tarifaires

p.j. (1)

c.c. Michel Ménard, directeur Immobilier  
Michel Soulières, chef Exploitation, entretien et projets  
Françoise Mettelet, chef Affaires réglementaires  
Yves Fréchette  
Lise Hamel  
Serge Ménard



## INSTALLATION DE (2) SYSTÈMES SOLAIRES THERMIQUES Hydro Québec Distribution - Centre de Service Jarry

### Conception du système

La conception du système de production d'énergie solaire thermique pour l'immeuble situé au 201, rue Jarry est a été réalisée selon les énoncés de conception suivants :

- Température de l'eau à l'entrée variant entre 5°C 18°C selon la saison
- Température d'eau chaude domestique fixe à 60°C
- Profil de consommation d'eau chaude domestique :
  - Volume journalier de 425 litres d'eau chaude domestique par emplacement, pour deux emplacements distants l'un de l'autre
  - Aucune consommation la fin de semaine
  - Consommation journalière répartie (% charge) sur 10 heures de travail de 8h à 18h selon:

Heure	% charge	Heure	% charge	heure	% charge	heure	% charge
1:	0.0000	7:	0.0000	13:	11.0000	19:	0.0000
2:	0.0000	8:	5.0000	14:	9.0000	20:	0.0000
3:	0.0000	9:	5.0000	15:	10.0000	21:	0.0000
4:	0.0000	10:	7.0000	16:	10.0000	22:	0.0000
5:	0.0000	11:	10.0000	17:	11.0000	23:	0.0000
6:	0.0000	12:	10.0000	18:	12.0000	24:	0.0000

Deux (2) systèmes *indépendants* de production d'énergie solaire thermiques ont été conçus en fonction ces énoncés de conception. Chaque système comprendra :

- Deux (2) capteurs solaires thermiques HLT Energies HI-32T
- Un (1) réservoir de stockage d'eau chaude solaire de 0,758 m<sup>3</sup> ou 200 gal. imp.

### Production moyenne annuelle du système

Une simulation détaillée de la production mensuelle d'énergie de chaque système est présentée à la page suivante.

La production moyenne annuelle prévue pour chaque système indépendant de production d'énergie solaire thermique est de **16,75 GJ** ou **4 623,1 kWh** par système. Le pourcentage solaire de remplacement d'énergie, sur une base annuelle, représente **48,5%**.

## PRODUCTION MENSUELLE PAR SYSTÈME

Mois	Radiation solaire totale Gigajoules	Énergie solaire thermique captée Gigajoules	Charge totale en eau chaude Gigajoules	Énergie solaire thermique nette livrée Gigajoules
Janvier	2.09	1.05	2.63	1.08
Février	2.32	1.21	2.36	1.22
Mars	3.14	1.70	2.50	1.52
Avril	2.92	1.69	2.52	1.66
Mai	3.25	1.92	2.51	1.82
Juin	3.36	1.88	2.11	1.64
Juillet	3.66	2.08	2.27	1.95
Août	3.16	1.85	2.12	1.70
Septembre	3.08	1.78	2.03	1.64
Octobre	2.27	1.28	2.26	1.24
Novembre	1.17	.58	2.20	.61
Décembre	1.29	.60	2.42	.68
<b>Total</b>	<b>31.17</b>	<b>17.61</b>	<b>27.95</b>	<b>16.75</b>

Ces simulations ont été effectuées à l'aide du logiciel WATSUN version 13.3.

---

Andrew van Doorn, ing.

Montréal, le 21 octobre, 2005



**ANNEXE B**

**POSITION CONCURRENTIELLE**

**(RÉPONSE À LA QUESTION N°9.1)**



	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	<b>Maison unifamiliale moyenne (158 m<sup>2</sup>)</b>											
2	<b>Facture annuelle de chauffage des locaux (Frais d'énergie seulement)</b>											
3	<b>Factures annuelles</b>						<b>Indices (mai 1998 = 100)</b>					
4												
5												
6												
7		Électricité	Gaz naturel	Mazout	Bie (Mazout)	IPC Canada (2002=100)		Électricité	Gaz naturel (SCGM)	Mazout	Bi-énergie (Mazout)	IPC Canada
8	mai-98	835 \$	679 \$	570 \$	498 \$	91,3		100	100	100	100	100
9	juin-98	835 \$	675 \$	544 \$	492 \$	91,4		100	99	95	99	100
10	juil-98	835 \$	687 \$	550 \$	493 \$	91,4		100	101	96	99	100
11	août-98	835 \$	690 \$	535 \$	490 \$	91,4		100	102	94	98	100
12	sept-98	835 \$	681 \$	552 \$	494 \$	91,2		100	100	97	99	100
13	oct-98	835 \$	676 \$	569 \$	497 \$	91,6		100	100	100	100	100
14	nov-98	835 \$	686 \$	541 \$	491 \$	91,6		100	101	95	99	100
15	déc-98	835 \$	680 \$	533 \$	490 \$	91,3		100	100	94	98	100
16	janv-99	835 \$	679 \$	533 \$	490 \$	91,5		100	100	94	98	100
17	févr-99	835 \$	666 \$	518 \$	487 \$	91,6		100	98	91	98	100
18	mars-99	835 \$	668 \$	507 \$	484 \$	92,0		100	98	89	97	101
19	avr-99	835 \$	682 \$	592 \$	502 \$	92,5		100	100	104	101	101
20	mai-99	835 \$	700 \$	583 \$	500 \$	92,7		100	103	102	100	102
21	juin-99	835 \$	697 \$	553 \$	494 \$	92,9		100	103	97	99	102
22	juil-99	835 \$	699 \$	588 \$	502 \$	93,1		100	103	103	101	102
23	août-99	835 \$	716 \$	619 \$	508 \$	93,3		100	105	109	102	102
24	sept-99	835 \$	736 \$	652 \$	515 \$	93,6		100	108	114	103	103
25	oct-99	835 \$	730 \$	629 \$	510 \$	93,7		100	108	110	102	103
26	nov-99	835 \$	764 \$	661 \$	517 \$	93,6		100	113	116	104	103
27	déc-99	835 \$	726 \$	723 \$	530 \$	93,7		100	107	127	106	103
28	janv-00	835 \$	729 \$	834 \$	553 \$	93,5		100	107	146	111	102
29	févr-00	835 \$	742 \$	912 \$	569 \$	94,1		100	109	160	114	103
30	mars-00	835 \$	763 \$	868 \$	560 \$	94,8		100	112	152	112	104
31	avr-00	835 \$	809 \$	831 \$	552 \$	94,5		100	119	146	111	104
32	mai-00	835 \$	828 \$	772 \$	540 \$	94,9		100	122	135	108	104
33	juin-00	835 \$	912 \$	791 \$	543 \$	95,5		100	134	139	109	105
34	juil-00	835 \$	925 \$	835 \$	553 \$	95,8		100	136	147	111	105
35	août-00	835 \$	869 \$	818 \$	549 \$	95,7		100	128	144	110	105
36	sept-00	835 \$	928 \$	931 \$	573 \$	96,1		100	137	163	115	105
37	oct-00	835 \$	1 020 \$	938 \$	575 \$	96,3		100	150	165	115	105
38	nov-00	835 \$	948 \$	972 \$	582 \$	96,6		100	140	171	117	106
39	déc-00	835 \$	1 049 \$	1 028 \$	594 \$	96,7		100	155	180	119	106
40	janv-01	835 \$	1 178 \$	979 \$	583 \$	96,3		100	173	172	117	105
41	févr-01	835 \$	1 180 \$	914 \$	569 \$	96,8		100	174	160	114	106
42	mars-01	835 \$	1 148 \$	871 \$	561 \$	97,1		100	169	153	113	106
43	avr-01	835 \$	1 184 \$	815 \$	549 \$	97,8		100	174	143	110	107
44	mai-01	835 \$	1 120 \$	814 \$	549 \$	98,6		100	165	143	110	108
45	juin-01	835 \$	998 \$	831 \$	552 \$	98,7		100	147	146	111	108
46	juil-01	835 \$	919 \$	786 \$	542 \$	98,4		100	135	138	109	108
47	août-01	835 \$	910 \$	781 \$	542 \$	98,4		100	134	137	109	108
48	sept-01	835 \$	872 \$	782 \$	542 \$	98,6		100	128	137	109	108
49	oct-01	835 \$	904 \$	804 \$	547 \$	98,1		100	133	141	110	107
50	nov-01	835 \$	894 \$	756 \$	536 \$	97,2		100	132	133	108	106
51	déc-01	835 \$	912 \$	708 \$	526 \$	97,4		100	134	124	106	107
52	janv-02	835 \$	893 \$	695 \$	523 \$	97,6		100	131	122	105	107
53	févr-02	835 \$	866 \$	695 \$	523 \$	98,2		100	128	122	105	108
54	mars-02	835 \$	873 \$	704 \$	525 \$	98,9		100	129	124	105	108
55	avr-02	835 \$	936 \$	750 \$	536 \$	99,5		100	138	132	108	109
56	mai-02	835 \$	957 \$	772 \$	540 \$	99,7		100	141	135	108	109
57	juin-02	835 \$	972 \$	732 \$	531 \$	99,9		100	143	128	107	109
58	juil-02	835 \$	941 \$	774 \$	540 \$	100,5		100	139	136	108	110
59	août-02	835 \$	927 \$	755 \$	536 \$	100,9		100	136	132	108	111
60	sept-02	835 \$	940 \$	771 \$	540 \$	100,9		100	138	135	108	111
61	oct-02	835 \$	1 000 \$	840 \$	554 \$	101,2		100	147	147	111	111
62	nov-02	835 \$	1 002 \$	819 \$	549 \$	101,5		100	147	144	110	111
63	déc-02	835 \$	991 \$	835 \$	553 \$	101,1		100	146	146	111	111
64	janv-03	835 \$	1 025 \$	955 \$	578 \$	102,0		100	151	167	116	112
65	févr-03	835 \$	1 085 \$	1 005 \$	589 \$	102,8		100	160	176	118	113
66	mars-03	835 \$	1 130 \$	1 230 \$	636 \$	103,1		100	166	216	128	113
67	avr-03	835 \$	1 155 \$	914 \$	569 \$	102,4		100	170	160	114	112
68	mai-03	835 \$	1 127 \$	873 \$	561 \$	102,5		100	166	153	113	112
69	juin-03	835 \$	1 119 \$	767 \$	538 \$	102,5		100	165	135	108	112
70	juil-03	835 \$	1 114 \$	777 \$	541 \$	102,6		100	164	136	109	112

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
5	Factures annuelles						Indices (mai 1998 = 100)					
6												
7	Électricité	Gaz naturel	Mazout	Bie (Mazout)	IPC Canada (2002=100)							
						Électricité	Gaz naturel (SCGM)	Mazout	Bi-énergie (Mazout)	IPC Canada		
71	août-03	835 \$	1 080 \$	795 \$	544 \$	102,9	100	159	140	109	113	
72	sept-03	835 \$	1 077 \$	797 \$	545 \$	103,1	100	159	140	109	113	
73	oct-03	835 \$	1 057 \$	769 \$	539 \$	102,8	100	156	135	108	113	
74	nov-03	835 \$	1 050 \$	778 \$	541 \$	103,1	100	155	136	109	113	
75	déc-03	835 \$	1 042 \$	797 \$	545 \$	103,2	100	153	140	109	113	
76	janv-04	861 \$	1 059 \$	879 \$	573 \$	103,3	103	156	154	115	113	
77	févr-04	861 \$	1 082 \$	957 \$	589 \$	103,5	103	159	168	118	113	
78	mars-04	861 \$	1 075 \$	946 \$	587 \$	103,9	103	158	166	118	114	
79	avr-04	873 \$	1 079 \$	922 \$	587 \$	104,1	105	159	162	118	114	
80	mai-04	873 \$	1 079 \$	932 \$	589 \$	105,0	105	159	164	118	115	
81	juin-04	873 \$	1 111 \$	938 \$	590 \$	105,1	105	164	165	119	115	
82	juil-04	873 \$	1 107 \$	928 \$	589 \$	105,0	105	163	163	118	115	
83	août-04	873 \$	1 088 \$	958 \$	595 \$	104,8	105	160	168	119	115	
84	sept-04	873 \$	1 084 \$	977 \$	598 \$	105,0	105	160	171	120	115	
85	oct-04	873 \$	1 045 \$	1 033 \$	610 \$	105,2	105	154	181	123	115	
86	nov-04	873 \$	1 092 \$	1 180 \$	642 \$	105,6	105	161	207	129	116	
87	déc-04	873 \$	1 079 \$	1 095 \$	623 \$	105,4	105	159	192	125	115	
88	janv-05	873 \$	1 055 \$	1 122 \$	629 \$	105,3	105	155	197	126	115	
89	févr-05	873 \$	1 042 \$	1 175 \$	641 \$	105,7	105	153	206	129	116	
90	mars-05	873 \$	1 048 \$	1 230 \$	652 \$	106,3	105	154	216	131	116	
91	avr-05	886 \$	1 081 \$	1 253 \$	662 \$	106,6	106	159	220	133	117	
92	mai-05	886 \$	1 097 \$	1 167 \$	644 \$	106,7	106	162	205	129	117	
93	juin-05	886 \$	1 073 \$	1 218 \$	655 \$	106,9	106	158	214	132	117	
94	juil-05	886 \$	1 096 \$	1 234 \$	659 \$	107,1	106	161	216	132	117	
95	août-05	886 \$	1 117 \$	1 225 \$	657 \$	107,5	106	165	215	132	118	
96	sept-05	886 \$	1 182 \$	1 423 \$	698 \$	108,4	106	174	250	140	119	
97	oct-05	886 \$	1 312 \$	1 426 \$	699 \$	107,9	106	193	250	140	118	
98	nov-05	886 \$	1 378 \$	1 361 \$	685 \$	107,7	106	203	239	138	118	
99	déc-05	886 \$	1 290 \$	1 290 \$	670 \$	107,6	106	190	226	135	118	
100	janv-06	886 \$	1 355 \$	1 278 \$	668 \$	108,2	106	200	224	134	119	
101	févr-06	886 \$	1 192 \$	1 302 \$	673 \$	108,0	106	176	228	135	118	
102	mars-06	886 \$	1 109 \$	1 280 \$	668 \$	108,6	106	163	225	134	119	
103	avr-06	955 \$	1 071 \$	1 311 \$	706 \$	109,2	114	158	230	142	120	
104	mai-06	955 \$	1 102 \$	1 368 \$	718 \$	109,7	114	162	240	144	120	
105	juin-06	955 \$	1 072 \$	1 335 \$	711 \$	109,5	114	158	234	143	120	
106	juil-06	955 \$	1 057 \$	1 362 \$	717 \$	109,6	114	156	239	144	120	
107	août-06	955 \$	1 052 \$	1 302 \$	704 \$	109,8	114	155	228	141	120	
108	sept-06	955 \$	1 082 \$	1 315 \$	707 \$	109,2	114	159	231	142	120	
109	oct-06	955 \$	1 061 \$	1 179 \$	678 \$	109,0	114	156	207	136	119	
110	nov-06	955 \$	1 062 \$	1 160 \$	675 \$	109,2	114	156	204	135	120	
111	déc-06	955 \$	1 081 \$	1 245 \$	693 \$	109,4	114	159	218	139	120	
112	janv-07	955 \$	1 088 \$	1 290 \$	702 \$	109,4	114	160	226	141	120	
113	févr-07	955 \$	1 074 \$	1 278 \$	699 \$	110,2	114	158	224	140	121	
114	mars-07	955 \$	1 118 \$	1 361 \$	717 \$	111,1	114	165	239	144	122	
115	avr-07	983 \$	1 110 \$	1 352 \$	728 \$	111,6	118	164	237	146	122	
116	mai-07	983 \$	1 122 \$	1 286 \$	714 \$	112,1	118	165	226	143	123	
117	juin-07	983 \$	1 118 \$	1 264 \$	709 \$	111,9	118	165	222	142	123	
118	juil-07	983 \$	1 097 \$	1 350 \$	728 \$	112,0	118	162	237	146	123	