

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

CONTEXTE, OBJECTIFS ET ORIENTATIONS

1. **Référence :** Pièce B-1, HQD-1, document 1, pages 5 et 6.

Préambule :

« Le maintien des tarifs pour l'année tarifaire 2011-2012 est possible puisque les ventes prévues en 2011, sur la base des tarifs actuels, incluant celles relatives au client Rio Tinto Alcan qui se sont ajoutées récemment, suffisent à récupérer l'ensemble des revenus requis 2011 du Distributeur. Le tableau 1 illustre le niveau suffisant des tarifs actuels. »

Demande :

- 1.1 Les prévisions des hausses tarifaires sur la période 2010-2012 ont été fournies dans le dossier tarifaire précédent (R-3708-2009). Veuillez fournir les prévisions des hausses ou baisses tarifaires pour 2012 et 2013. Veuillez déposer le tableau 1 pour 2012 et 2013.

Réponse :

Hydro-Québec rend publiques ses prévisions de long terme dans le cadre de son plan stratégique déposé tous les deux ans au gouvernement du Québec. Le dernier plan a été déposé l'an dernier, ce qui a permis au Distributeur de présenter le détail de sa prévision, notamment les ajustements tarifaires prévus jusqu'en 2012.

Ainsi, selon le Plan stratégique 2009-2013, les hausses tarifaires prévues sont de 2,5 % pour 2012 et de 2,5 % pour 2013. Le tableau R-1.1 présente, sous la forme du tableau 1 de la pièce HQD-1, document 1, l'évaluation des revenus additionnels requis pour les années 2012 et 2013 sur la base des données de ce plan.

**Tableau R-1.1
Évaluation des revenus additionnels requis et de la hausse
au 1^{er} avril selon les données du Plan stratégique 2009-2013 (M\$)**

	2012	2013
Revenus des ventes (sans hausse de tarif)	10 778,4	11 182,1
Revenus autres que ventes d'électricité	213,9	246,0
Ajustement - Provision réglementaire année précédente	-47,9	-82,3
Revenus totaux aux fins du calcul du revenu additionnel requis	10 944,4	11 345,8
Revenus requis		
Achats		
Achats d'électricité	5 153,6	5 376,7
Service de transport	2 704,6	2 799,7
Coûts de distribution & services à la clientèle		
Charges d'exploitation	1 398,3	1 439,7
Autres charges	1 150,2	1 169,0
Rendement sur la base de tarification	788,9	817,9
Revenus requis	11 195,5	11 603,0
Revenus additionnels requis au 1er avril	-251,1	-257,2
Revenus des ventes avant hausse, excluant contrats spéciaux	9 953,1	10 234,8
Hausse demandée - 1^{er} avril	2,5%	2,5%
Revenus générés par la hausse demandée	168,8	172,2
Provision réglementaire récupérée l'année suivante	82,3	85,0

2. **Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 9;
 - (ii) Finances Québec, Budget 2010-11, Renseignements additionnels sur les mesures du budget, section B, page B.15, lien internet : <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2010-2011/fr/documents/RenseignementsAdd.pdf>

Préambule :

- (i) « Enfin, les coûts de distribution et de services à la clientèle intègrent des réductions additionnelles découlant de l'application de la Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (Loi 100) aux activités d'Hydro-Québec. En conséquence, le Distributeur a indexé les salaires de base de son personnel cadre de 0,5 % et a réduit leur rémunération incitative selon la performance de 30 %. L'impact de ces mesures représente une baisse de 2,0 M\$ comparativement à ce qui aurait autrement été prévu pour 2011. De plus, la Loi 100 requiert d'Hydro-Québec une réduction de 10 % à l'horizon 2013 des dépenses de fonctionnement de nature administrative par rapport aux dépenses de même nature engagées en 2009. À la fin de 2011, Hydro-Québec aura mis en œuvre des pistes concrètes de réduction des frais corporatifs, correspondant aux frais de nature administrative au sens de la Loi 100, qui généreront des réductions récurrentes de l'ordre de 9 M\$. Ces pistes se traduisent pour le Distributeur, dont la part est évaluée à 31 %, en une réduction de 2,8 M\$, des frais corporatifs en 2011. Ainsi, l'impact de ces mesures incluant l'effet de ces modifications sur les coûts associés au service de transport pour la charge locale, représente une baisse de 8 M\$ sur les revenus requis de 2011 comparativement à ce qui aurait autrement été prévu. »
- (ii) Au Budget 2010-2011, le Gouvernement du Québec entend exiger de l'ensemble des organismes publics des économies atteignant 530 M\$ d'ici 2013-2014. Le Gouvernement demande une réduction des dépenses et une hausse de productivité à Hydro-Québec pour des montants de 25 M\$ en 2010-2011, de 100 M\$ en 2011-2012, de 150 M\$ en 2010-2013 et de 250 M\$ en 2013-2014.

Demande :

- 2.1** La Régie doit-elle comprendre que la contribution du Distributeur est de 8 M\$ par rapport à la réduction de 100 M\$ demandée par le Gouvernement du Québec à Hydro-Québec en 2011-2012? Veuillez élaborer.

Réponse :

Non, la contribution évaluée à 8 M\$ pour le Distributeur découle de l'application de la Loi 100 qui vise les réductions demandées au chapitre de la rémunération du personnel d'encadrement et des dépenses de nature d'administrative, considérant les caractéristiques commerciales d'Hydro-Québec.

Par ailleurs, le gouvernement du Québec a demandé, lors du discours du budget 2010-2011, une contribution additionnelle de bénéfice net de la part d'Hydro-Québec de 100 M\$ en 2011-2012 qui peut provenir de diverses mesures, notamment de l'augmentation des revenus à l'exportation.

PRÉVISION DES VENTES

- 3. Références :**
- (i) B-1-HQD-2, document 2, page 6;
 - (ii) B-1-HQD-2, document 2, pages 12-13;
 - (iii) B-1-HQD-2, document 1, page 3;
 - (iv) B-1-HQD-2, document 2, pages 8 et 9.

Préambule :

- (i) « Ces variations s'expliquent par :
- *Croissance de 954 GWh au tarif D :*
 - *Croissance prévue du revenu personnel disponible en 2010 de 1,5 % ;*
 - *Mises en chantier de 44 000 unités en 2010 ;*
 - *Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance.*
 - *Croissance consolidée de 475 GWh aux tarifs G, G9 et M :*
 - *Croissance de l'activité économique prévue au secteur industriel et au secteur général et institutionnel ;*
 - *Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance.*

Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G9 et M résultent de l'impact estimé de la réforme des tarifs généraux (modification des seuils le 1^{er} avril 2011), soit des transferts de clients du tarif G vers les tarifs G9 et M.

- *Décroissance de 1 150 GWh au tarif L :*
 - *Fermetures complètes ou partielles d'usines dans les secteurs des pâtes et papiers et de la pétrochimie ;*
 - *Volumes d'achats du client Rio Tinto Alcan, découlant d'une très faible hydraulité sur son réseau, plus importants en 2010 qu'en 2011.*
 - *Croissance de 371 GWh aux contrats spéciaux qui s'explique en majeure partie par une reprise de la demande mondiale pour les produits du secteur de la fonte et de l'affinage ».*
- (ii) Tableau 5 – Comparaison de la prévision économique du Québec – Révision de mai 2010.
- (iii) Principaux paramètres économiques.
- (iv) Provisions génériques et prévision des ventes au tarif L ventilées par secteurs d'activités.

Demandes :

- 3.1 Veuillez clarifier sur quelle période la croissance de 954 GWh au tarif D se réalise.

Réponse :

La croissance de 954 GWh aux catégories tarifaires D et DM se réalise de 2010 à 2011. Toutefois, cette croissance s'explique principalement par la croissance du revenu personnel disponible de 2010 et partiellement par les mises en chantier de 2010. Le Distributeur estime qu'il y a une année de décalage entre l'augmentation du revenu disponible et la concrétisation de cet effet de richesse en une variation de la consommation d'électricité. De plus, il y a un décalage entre les mises en chantier et la formation de nouveaux ménages qui est attribuable au temps de construction et d'occupation des logements. En moyenne, ce décalage est de 3 à 12 mois selon le type d'habitation.

- 3.2 Au tarif D, veuillez indiquer :

- quelle est la consommation moyenne d'une unité d'habitation mise en chantier;

Réponse :

La consommation moyenne annuelle d'une unité d'habitation est d'environ 20 000 kWh.

- la quantité (GWh) d'économies d'énergie prévues qui contribuent à mitiger la croissance des ventes entre 2010 et 2011.

Réponse :

Le déploiement d'économies d'énergie additionnelle de 2010 à 2011 réduit la croissance de 300 GWh.

- 3.3 Aux tarifs G et M, veuillez préciser les impacts, en GWh, de la réforme des tarifs généraux pour 2010 et 2011.

Réponse :

Les transferts du tarif G vers les tarifs M ou G-9 liés au changement de seuil d'admissibilité au tarif M au 1^{er} avril 2011 sont présentés dans le tableau suivant, en termes d'abonnements et de consommation (GWh). Cette modification ne s'applique qu'à compter de 2011.

Tableau R-3.3

	Tarif G	Tarif M	Tarif G-9
<u>Situation actuelle</u>			
Abonnements	234 370	12 984	3 459
GWh	11 751	25 204	1 018
<u>Transferts</u>			
Transferts abonnements	-6 492	6 341	151
Transferts GWh	-2 329	2 294	35
<u>Situation prévue</u>			
Abonnements	227 878	19 325	3 610
GWh	9 422	27 498	1 053

- 3.4** Au tarif L et aux contrats spéciaux, veuillez préciser les volumes d'achats du client Rio Tinto Alcan pour les années 2010 et 2011.

Réponse :

Le Distributeur dépose cette information à la Régie sous pli confidentiel.

- 3.5** Aux contrats spéciaux, veuillez concilier la croissance prévue de 371 GWh avec les variations du prix de l'aluminium indiquées à la référence iii), ainsi qu'avec la baisse des ventes prévue de 365 GWh au tarif L entre 2010 et 2011 pour le secteur d'activité « sidérurgie, fonte et affinage » qu'on retrouve à la référence iv).

Réponse :

La croissance prévue aux contrats spéciaux n'est reliée qu'en partie aux alumineries. Les prix de l'aluminium en 2010 et 2011 sont semblables et n'expliquent pas les variations de la demande. Au tarif L, si les ventes à Rio Tinto Alcan (reliées à l'hydraulicité) sont retranchées, le secteur sidérurgie, fonte et affinage affiche une croissance en 2011, tout comme les contrats spéciaux.

- 3.6 Veuillez concilier la décroissance 2010-2011 de 1 150 GWh au tarif L (référence i) avec la provision générique de -2 150 GWh intégrée à la prévision des ventes du tarif L pour 2011 (référence iv).

Réponse :

Comme le Distributeur a intégré dans sa prévision une provision générique de -790 GWh au tarif L en 2010, la provision de -2 150 GWh en 2011 explique une décroissance de seulement -1 360 GWh. L'écart entre cette décroissance et celle mentionnée dans la référence provient d'une croissance de 210 GWh, prévue principalement au secteur minier.

- 3.7 Veuillez concilier la croissance 2010-2011 de 371 GWh aux contrats spéciaux (référence i) avec la provision générique de -800 GWh intégrée à la prévision des ventes des contrats spéciaux pour 2011 (référence iv).

Réponse :

Comme le Distributeur a intégré dans sa prévision une provision générique de -360 GWh en 2010 aux contrats spéciaux, la provision de -800 GWh en 2011 explique une décroissance de seulement -440 GWh. L'écart entre cette décroissance et la croissance mentionnée dans la référence provient d'une croissance de 810 GWh, prévue aux contrats spéciaux.

4. **Références :** (i) B-1-HQD-2, document 2, pages 12 et 13;
(ii) B-1-HQD-2, document 1, page 3.

Préambule :

- (i) Tableau 5 – Comparaison de la prévision économique du Québec – Révision de mai 2010.

(ii) Principaux paramètres économiques.

Demandes :

4.1 Pour chacun des paramètres économiques suivants, soit « croissance du PIB au Québec », « croissance du PIB manufacturier au Québec », « croissance du PIB tertiaire au Québec », « croissance de l'emploi au Québec » et « croissance du revenu personnel disponible au Québec », veuillez indiquer à combien de GWh, ventilés par tarifs, équivaut une croissance de 1,0 % (sensibilité des ventes d'électricité).

Réponse :

- Une hausse de 1 % de la croissance du PIB manufacturier en 2011 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles de 200 GWh au total pour les tarifs G, G9, M et L.
- Une hausse de 1 % de la croissance du PIB tertiaire en 2011 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles de 20 GWh au total pour les tarifs G, G9, M et L.
- Une hausse de 1 % de la croissance du revenu personnel disponible en 2011 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles de 20 GWh au total pour les tarifs G, G9, M et L.
- Une hausse de 1 % de la croissance du revenu personnel disponible en 2010 occasionnerait, en 2011, des ventes additionnelles de 200 GWh au total pour les tarifs D et DM.

Les autres paramètres économiques présentés à la référence (ii), à savoir la croissance du PIB et la croissance de l'emploi, ne sont pas des déterminants directs de la prévision de la demande d'électricité au Québec. Le Distributeur effectue une prévision pour ces paramètres, afin de s'assurer d'avoir à sa disposition un contexte économique cohérent pour l'ensemble du Québec.

Le Distributeur ne dispose pas de sensibilité des ventes d'électricité par tarifs. La prévision des ventes est réalisée par secteurs de consommation et la prévision de chacun des secteurs est ensuite répartie par tarifs.

4.2 Veuillez présenter les principaux facteurs (outre les dates de prévisions et les modèles statistiques) qui expliquent les écarts de prévisions entre le Distributeur et le *Conference Board of Canada* au sujet de la croissance du PIB manufacturier au Québec pour 2010 et 2011.

Réponse :

Cumulativement, pour les deux années (2010 et 2011), le Distributeur et le Conference Board of Canada (CBOC) obtiennent pratiquement la même prévision de croissance du PIB manufacturier au Québec, soit une croissance de l'ordre de 5,0 %. La différence entre les deux prévisions tient donc essentiellement à la détermination de la période où se situe la reprise de l'activité industrielle au Québec. Le Distributeur a retenu une croissance du PIB manufacturier de 3,0 % en 2010, contre 1,3 % pour le CBOC, donc une reprise un peu plus hâtive.

- 4.3 Veuillez présenter les principaux facteurs (outre les dates de prévisions et les modèles statistiques) qui expliquent l'écart de prévision entre le Distributeur et la moyenne du consensus au sujet de la croissance de l'emploi au Québec pour 2011.

Réponse :

Dans son scénario économique, le Distributeur suppose une reprise de l'emploi en 2010 plus rapide que celle anticipée par la moyenne des autres prévisionnistes (croissance de l'emploi en 2010 de 1,1 % versus 0,9 %). Le Distributeur anticipait donc que l'économie du Québec récupérerait plus rapidement les emplois perdus en 2009.

Pour l'année 2011, le Distributeur a établi sa prévision de croissance de l'emploi au Québec à 0,9 % (par rapport au consensus qui la situait à 1,5 %). Le Distributeur suppose que la fin de la phase de récupération des emplois, la fin des programmes de stimulation économique et le début des programmes de contrôle budgétaire des gouvernements ralentiront la croissance de l'emploi total en 2011.

- 4.4 Veuillez présenter les principaux facteurs (outre les dates de prévisions et les modèles statistiques) qui expliquent les écarts de prévisions entre le Distributeur et le Ministère des finances du Québec au sujet de la croissance du revenu personnel disponible au Québec pour 2010 et 2011.

Réponse :

Dans son plan budgétaire 2010-2011, publié en mars 2010 lors du dépôt du budget, le ministère des Finances a fourni ses prévisions sur les perspectives économiques du Québec au tableau B.6 de la page B.28 [<http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2010-2011/fr/documents/PlanBudgetaire.pdf>].

L'indicateur présenté par le Ministère est le revenu personnel disponible par habitant. Le tableau 5, cité dans la référence (i), aurait dû

mentionner qu'il s'agissait de la croissance du revenu personnel disponible réel par habitant.

Lorsque, pour des fins de comparaison, le revenu personnel disponible par habitant, prévu par le ministère de Finances, est ramené à la définition de la variable prévue par le Distributeur (revenu personnel disponible réel), il correspond à une croissance annuelle prévue de 0,9 % en 2010 et de 0,5 % en 2011.

L'écart entre les deux prévisions s'explique ainsi : pour l'année 2010, le Distributeur anticipe une meilleure performance du marché du travail et pour l'année 2011, le Ministère anticipe une inflation plus élevée (2,9 % versus 2,0 % pour le Distributeur).

- 4.5 Veuillez comparer, à ceux d'autres prévisionnistes reconnus, les taux de croissance suivants pour 2010 et 2011 : taux d'inflation au Canada, taux de change (référence ii). Veuillez utiliser le même format que celui de la référence (i) et expliquer tout écart significatif. Veuillez également élaborer sur la sensibilité des ventes d'électricité à chacun de ces paramètres.

Réponse :

L'inflation au Canada n'est pas un déterminant direct de la prévision de la demande d'électricité au Québec. Ainsi, il n'y a pas de mesure de la sensibilité des ventes québécoises du Distributeur aux variations des prix des biens et services. La prévision des ventes utilise comme intrants des variables économiques exprimées en termes réels, c'est-à-dire dégonflées de l'inflation.

Le taux de change n'est pas non plus un déterminant direct de la prévision de la demande d'électricité au Québec. Ainsi, il n'y a pas de mesure directe de la sensibilité des ventes québécoises du Distributeur aux variations du dollar canadien.

Toutefois, l'évolution du dollar canadien par rapport au dollar américain est prise en compte dans la prévision économique, sous-jacente à la prévision des ventes d'électricité, puisque c'est un déterminant des échanges de biens et services entre le Québec et les États-Unis. Son évolution aura un impact sur les exportations internationales nettes (exportations moins importations) qui sont une composante du PIB. C'est donc par l'intermédiaire de la prévision du PIB que le taux de change est pris en compte dans la prévision des ventes québécoises d'électricité.

**Tableau R-4.5
Comparaison des paramètres économiques**

	2010	2011
Croissance de l'indice des prix à la consommation au Canada (%)		
Moyenne du consensus	1,9	2,2
Conference Board of Canada	1,8	2,6
Mouvement Desjardins	1,7	2,2
Banque de Montréal	2,2	1,9
Banque TD	1,7	1,9
Banque Royale du Canada	1,9	2,2
Banque Nationale du Canada	1,8	2,2
Banque Scotia	1,9	2,3
Global Insight	1,5	1,7
Banque CIBC	1,9	2,1
Hydro-Québec (avril 2010)	1,6	2,0
Taux de change (\$CA par \$US)		
Moyenne du consensus	1,017	1,040
Global Insight	1,006	1,015
Hydro-Québec (mai 2010)	1,019	1,000

Note : la moyenne du consensus et les prévisions des autres organismes proviennent du Consensus forecast d'avril 2010.

5. Référence : B-1-HQD-2, document 2, page 16

Préambule :

Tableau 6 – Présentation et comparaison de la prévision du prix des combustibles – Révision de mai 2010.

Demandes :

5.1 Veuillez présenter les principaux facteurs (autre les dates de prévisions et les modèles statistiques) qui expliquent les écarts de prévisions 2010 et 2011 des prix du pétrole brut entre le Distributeur et le *Energy Information Administration* d'une part, et *AJM Petroleum Consultants* d'autre part.

Réponse :

Les dates sont un des éléments clés d'explication d'écarts. Ainsi, pour ce dossier tarifaire, le Distributeur a retenu la moyenne des prix à terme sur le NYMEX du prix du pétrole brut du mois d'avril 2010. Toutefois, si les prix à terme du mois précédent (mars 2010) avaient été utilisés, le

prix prévu pour 2011 du WTI aurait été de 84,49 \$US/baril et non de 90,24 \$US/baril. Les dates inscrites pour les prévisions des autres organismes sont les dates auxquelles sont publiées les informations, mais ne sont pas forcément représentatives de la période exacte à laquelle elles ont été effectuées. Or, les prix du pétrole brut peuvent bouger rapidement.

Au-delà de ces considérations, l'EIA utilise ses propres modèles qui tiennent compte de différents paramètres économiques et énergétiques alors que par définition, en retenant les prix du NYMEX, le Distributeur n'utilise aucun modèle et n'effectue aucune hypothèse de quelque nature que ce soit. Quant à AJM Pétroleum Consultants, le Distributeur n'a aucune information sur les hypothèses ou sur l'existence même d'un modèle qui les sous-tendent.

- 5.2 Veuillez présenter les principaux facteurs (autre les dates de prévisions, les modèles statistiques et le point de livraison) qui expliquent les écarts de prévisions 2010 et 2011 des prix du gaz naturel entre le Distributeur et *Global Insight*.

Réponse :

Global Insight se base sur des hypothèses uniquement de nature technico-économique, notamment les stocks de gaz naturel, la production et la consommation anticipée selon une hypothèse de croissance du PIB.

Pour sa part, le Distributeur utilise les prix à terme, qui sont le résultat des anticipations du marché.

Ces anticipations du marché peuvent tenir compte en partie de la situation physique du marché gazier, mais intègrent aussi des facteurs tels la perception de l'évolution de l'économie ou de la bourse ou encore, des questions de prise de profit.

Tel qu'expliqué à la réponse à la question 5.1, les dates de publication des prévisions peuvent également être une source d'explication des écarts.

- 5.3 Veuillez préciser le différentiel de lieu utilisé (« spread ») entre AECO et *Empress* pour 2010 et 2011.

Réponse :

Le Distributeur effectue ses prévisions sur la base des prix Empress et n'a donc pas au départ à faire d'hypothèse sur le différentiel de prix entre AECO et Empress. À titre indicatif, ce différentiel de prix était d'environ 2 ¢CAN/Mpc en 2009.

- 5.4** Veuillez justifier le choix d'utiliser le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta (*Empress*) plutôt que celui en vigueur à *Dawn*.

Réponse :

Le Distributeur fonde sa prévision sur les prix à la frontière de l'Alberta pour plusieurs raisons. Tout d'abord, il dispose d'un long historique de prix à la frontière de l'Alberta, qui a été utilisé pour établir les prévisions et qui confèrent une certaine stabilité aux modèles. De plus, pour les modèles de prévision de la demande, le Distributeur a besoin de prix estimés chez le consommateur. Pour ce faire, il utilise les coûts de transport, fournis par Gaz Métropolitain dans son texte des tarifs, qui sont basés sur l'acheminement depuis la frontière de l'Alberta. Enfin, la plupart des autres prévisionnistes effectuent leur prévision sur la base des prix à la frontière de l'Alberta et non sur les prix à Dawn, ce qui facilite les comparaisons.

- 5.5** Veuillez indiquer à combien de GWh, ventilés par tarifs, équivaut une hausse de 1,0 % du prix du pétrole brut WTI (sensibilité des ventes d'électricité).

Réponse :

Une hausse de 1 % du prix du pétrole brut WTI en 2011 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles inférieures à 5 GWh en 2011 (sensibilité à court terme) au total pour les tarifs G, G9, M et L.

Pour ce qui est de la ventilation par tarifs, voir la réponse à la question 4.1.

- 5.6** Veuillez indiquer à combien de GWh, ventilés par tarifs, équivaut une hausse de 1,0 % du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta (sensibilité des ventes d'électricité).

Réponse :

Une hausse de 1 % du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta en 2011 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles inférieures à 5 GWh en 2011 (sensibilité à court terme) au total pour les tarifs G, G9, M et L.

Pour ce qui est de la ventilation par tarifs, voir la réponse à la question 4.1.

COÛT DE LA DETTE

6. **Référence :** Pièce B-1, HQD-2, document 3.1, page 3.

Préambule :

« Le coût de la dette représente 65 % du taux de rendement sur la base de tarification. L'un des éléments importants de ce coût de la dette est le montant de la dette à long terme qui en compose le dénominateur.

Le Tableau 1 de la référence (i) montre un écart de 1 585 M\$ (ou 4,34 %) entre la *Dette à long terme et Swaps* prévue à la décision D-2010-022 (36 527 M\$) et celle inscrite pour l'année de base 2010 (38 112 M\$).

Le Tableau 1 de la référence (i) montre également un écart important du *Cumul des résultats étendus* prévu à la décision D-2010-022 (-1 081 M\$), celui inscrit pour l'année de base 2010 (-383 M\$) et celui inscrit pour l'année témoin projetée (-68 M\$). »

Demandes :

6.1 Veuillez expliquer en détail l'écart entre la *Dette à long terme et swaps* prévue dans la décision D-2010-022 et celle de l'année de base 2010 telle qu'inscrite au Tableau 1 de la référence (i).

Réponse :

L'écart constaté au niveau de la rubrique *Dette à long terme et swaps* résulte d'effets de volume d'une part, et de la mise à jour des taux d'intérêt et de change utilisés, d'autre part. L'augmentation entre les deux évaluations, soit celle prévue initialement dans la décision D-2010-022 et la nouvelle valeur pour l'année de base 2010 s'explique comme suit :

○ Programme d'emprunt net supérieur à celui prévu initialement :	1,9 G\$
○ Variation des dettes et swaps attribuables aux écarts de taux d'intérêt et de change :	<u>(0,3 G\$)</u>
	1,6 G\$

6.2 Veuillez expliquer en détail l'écart entre le *Cumul des résultats étendus* prévu dans la décision D-2010-022 et la dette à long terme de l'année de base 2010 telle qu'inscrite au Tableau 1 de la référence (i).

Réponse :

L'écart à la baisse du *Cumul des résultats étendus* entre les deux évaluations résulte des différences de taux d'intérêt et de change et se détaille comme suit :

○ Diminution de la valeur des couvertures de flux de trésorerie attribuable principalement aux taux d'intérêt :	(1,0 G\$)
○ Augmentation de la valeur des couvertures de flux de trésorerie attribuable principalement aux taux de change :	<u>0,3 G\$</u> (0,7 G\$)

6.3 En outre, veuillez expliquer la prévision du *Cumul des résultats étendus* pour l'année témoin projetée 2011.

Réponse :

La diminution du *Cumul des résultats étendus* entre l'année de base 2010 et l'année témoin 2011 s'explique essentiellement par la disparition des valeurs associées aux transactions de couverture de flux de trésorerie venant à échéance au cours de ces deux années. Par ailleurs, les légères différences de taux d'intérêt et de change entre les deux années ont une faible incidence sur le *Cumul des résultats étendus*.

COÛTS ÉVITÉS

7. **Références :**
- (i) B-1-HQD-2, document 4, pages 5 et 6;
 - (ii) R-3726-2010, B-1-HQD-1, document 1, pages 25 et 26;
 - (iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 1, pages 7 et 8;

Préambule :

- (i) « Conséquemment, le calcul des coûts évités en énergie prend dorénavant en considération une référence basée sur le coût des achats en hiver et sur le revenu net de revente en été.

- 2011 à 2022 inclusivement :
 - pour la période hivernale (décembre à mars) : le coût moyen anticipé des achats, soit 5,4 ¢/kWh (\$ 2010) indexé à l'inflation ;
 - pour la période estivale (avril à novembre) : le revenu net moyen anticipé des reventes, soit 3,4 ¢/kWh (\$ 2010) indexé à l'inflation ;
- à compter de 2023 : le prix du 2^e appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation).

Sur l'ensemble de la période de 2011 à 2027, ce nouveau signal de coût évité correspond à 5,7 ¢/kWh (\$ 2010) indexé à l'inflation, lorsqu'appliqué sur une charge constante (facteur d'utilisation de 100 %) ».

- (ii) « Prix de l'énergie de court terme : Pour les années 2010 à 2012, le prix est basé sur la moyenne des prix à terme du NYMEX, du 3 mars 2009 au 2 mars 2010, à la zone A du marché de New York. À compter de 2013, le prix est indexé au prix du gaz naturel :

- Prix d'achat : Prix de l'énergie de court terme incluant les frais de courtage et les frais de sortie de New York (voir l'annexe 4),
- Prix de revente : Basé sur le prix d'achat de l'énergie de court terme ajusté sur la base des mêmes hypothèses que celles utilisées dans le cadre du dossier de la suspension de la production d'électricité de la centrale de Bécancour ».

- (iii) Tableau 2.2a – Évolution des besoins en énergie et en puissance depuis janvier 2010.

« Coût de l'énergie :

- prix de l'énergie sur les marchés de court terme pour la période 2009 à 2011, basé sur le prix de revente anticipé pour l'année 2009, soit 7,1 ¢/kWh, et appliqué à la période 2009 à 2011 ;
- à compter de 2012, prix de l'énergie basé sur la valeur du 2^e appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation).

Comparé à celui présenté au dossier R-3644-2007 cette mise à jour correspond à une hausse de l'indicateur de coût de 11 % (évalué sur la base de l'annuité croissante de 10 ans) ».

Demandes :

7.1 La révision des besoins en énergie, observable à la référence (iii), est-elle à l'origine de la présente révision des coûts évités ? Veuillez élaborer votre réponse à l'aide du tableau de la référence (iii).

Réponse :

À l'exception des années 2010 et 2011, dont les niveaux annuels des besoins ont été révisés à la hausse en raison des besoins additionnels de Rio Tinto Alcan, il s'agit de la même prévision que celle présentée au tableau 2.2a de la référence (iii).

ÉVOLUTION DES BESOINS EN ÉNERGIE (TWh)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Besoins visés par le Plan (R-3726-2010)	180,5	183,5	187,8	189,2	190,5	194,0	198,6	199,9	201,6	203,1	205,2	205,9	207,3	208,7	210,6	211,3	212,6	213,9
+ Révision de mai 2010	(2,6)	(0,9)	(1,5)	(2,1)	(1,8)	(0,5)	(1,8)	(3,1)	(4,6)	(5,8)	(7,2)	(8,4)	(8,7)	(8,7)	(8,9)	(8,8)	(8,8)	(8,9)
= Besoins mis à jour	177,9	182,6	186,3	187,0	188,7	193,5	196,8	196,8	197,0	197,4	198,0	197,5	198,7	200,0	201,8	202,6	203,8	205,0
+ Révision du 12 juillet 2010	1,8	2,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
= Besoins mis à jour	179,7	184,8	186,3	187,0	188,7	193,5	196,8	196,8	197,0	197,4	198,0	197,5	198,7	200,0	201,8	202,6	203,8	205,0

ÉVOLUTION DES BESOINS EN PUISSANCE (MW)

	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023	2023 - 2024	2024 - 2025	2025 - 2026	2026 - 2027
Besoins à la pointe visés par le Plan (R-3726-2010)	s.o.	36 576	37 287	37 743	38 073	38 472	39 287	39 654	39 986	40 297	40 583	40 854	41 136	41 396	41 630	41 891	42 135	42 380
+ Révision de mai 2010	s.o.	(223)	(212)	(244)	(199)	(46)	(171)	(367)	(626)	(854)	(1 080)	(1 322)	(1 337)	(1 325)	(1 335)	(1 312)	(1 306)	(1 326)
= Besoins à la pointe mis à jour	s.o.	36 353	37 075	37 499	37 874	38 426	39 116	39 287	39 360	39 443	39 503	39 532	39 799	40 071	40 295	40 579	40 829	41 054
+ Révision du 12 juillet 2010	s.o.	272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
= Besoins à la pointe mis à jour	s.o.	36 625	37 075	37 499	37 874	38 426	39 116	39 287	39 360	39 443	39 503	39 532	39 799	40 071	40 295	40 579	40 829	41 054

7.2 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le prix du 2^e appel d'offre d'énergie éolienne est pris en compte à partir de 2023.

Réponse :

C'est à compter de 2023 que le niveau des besoins à approvisionner, essentiellement concentrés en hiver, est suffisamment élevé pour que le Distributeur procède à des achats qui correspondent à des besoins fermes de long terme afin de combler des besoins récurrents.

Voir également la réponse à la question 8.2.

7.3 Veuillez présenter le calcul du coût évité de 5,7 ¢/kWh.

Réponse :

Le tableau R-7.3 présente le calcul demandé.

Le coût évité de 5,7 ¢/kWh est donné à titre indicatif, pour une charge constante (facteur d'utilisation de 100%) au cours de la période 2011-2027. Ce coût correspond à un coût unitaire actualisé considérant :

Pour la période 2011-2022, le coût évité correspond à une moyenne pondérée du prix des achats au cours des 4 mois d'hiver et du prix de la revente des surplus au cours des 8 autres mois de l'année.

Pour la période 2023-2027, le coût évité est basé sur le prix des achats d'énergie du plus récent appel d'offres de long terme, au moment de produire la demande tarifaire, soit du le 2^{ième} appel d'offres éolien (10,5 ¢/kWh en ¢ de 2007).

Tableau R-7.3

en \$/MWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Prix de court terme																	
Achat	50,41	56,02	57,15	58,42	59,77	61,10	62,44	63,81	65,12	66,42	67,65	69,56	-	-	-	-	-
Revente	27,74	31,94	33,00	34,20	35,49	36,77	38,02	39,32	40,57	49,57	50,74	52,55	-	-	-	-	-
Prix pondéré	35,30	39,97	41,05	42,27	43,58	44,88	46,16	47,48	48,75	55,18	56,38	58,22	-	-	-	-	-
Prix de long terme													144,14	147,03	149,97	152,97	156,02
Vecteur des prix	35,30	39,97	41,05	42,27	43,58	44,88	46,16	47,48	48,75	55,18	56,38	58,22	144,14	147,03	149,97	152,97	156,02
Coût unitaire actualisé	56,73	\$/MWh															
ou	5,7	¢/kWh															
Taux nominal d'actualisation	5,913%																

7.4 Veuillez concilier le coût moyen anticipé des achats de 5,4 ¢/kWh et le revenu net moyen anticipé des reventes de 3,4 ¢/kWh avec les prix des achats de court terme et les prix de la revente présentés à la référence (iii).

Réponse :

L'énoncé concernant le prix de revente anticipé pour l'année 2009 présenté à la référence (iii) est tiré de la pièce HQD-14, document 1, annexe D du dossier R-3677-2008 (et non du dossier R-3726-2010). Ce prix de 7,1¢ /kWh correspond au prix moyen de la revente anticipé pour l'année 2009, tel que présenté plus en détail à la section 5.3 de la pièce HQD-2, document 2 de ce même dossier.

Dans le présent dossier, le Distributeur considère que le coût évité en énergie appliqué à la période 2011-2022 doit tenir compte des prix

d'achats en période d'hiver et des prix de revente au cours des autres mois de l'année.

Voir également la réponse à la question 11 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-13, document 2.

- 7.5 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles les coûts évités en énergie sont indexés à l'inflation sur la période 2011-2022 et non au prix du gaz naturel tel que le fait le Distributeur dans le cadre du dossier R-3726-2010 (référence ii).

Réponse :

Les énoncés (i) et (ii) portent à confusion. Le calcul du coût évité en énergie est établi ainsi :

a) Établissement du prix de l'énergie :

- 2011-2012 : Prix à terme de l'électricité du 1^{er} mai 2009 au 30 avril 2010 ;
- 2013-2022 : Indexation de ce prix à terme au prix du gaz naturel ;
- 2023-2027 : Prix du 2^e appel d'offres éolien.

b) Transformation du vecteur de prix en annuité croissante (\$2010) :

- Taux d'actualisation nominal du Distributeur : 5,913%.
- Indexation à l'inflation : hypothèse de 2%.

Le tableau R-7.5 présente le détail du calcul des coûts évités en énergie. D'abord, il présente le vecteur de prix basé sur le prix « forward » pour les années 2011 et 2012, puis indexé au prix du gaz naturel à compter de l'année 2013. Ensuite, le vecteur de prix est actualisé sur la base du taux d'actualisation du Distributeur. Enfin, il présente l'équivalence avec une indexation à l'inflation.

Tableau R-7.5

en \$/MWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix de court terme													
ACHATS													
Prix en \$/MWh		50,41	56,02	57,15	58,42	59,77	61,10	62,44	63,81	65,12	66,42	67,65	69,56
VAN =	53,76	\$/MWh exprimés en \$ actualisés de 2010											
ou	5,4	¢/kWh exprimés en ¢ actualisés de 2010											
Équivalent à un prix de 53,76 (ou 5,4) indexé à l'inflation (2,0%)													
		54,83	55,93	57,05	58,19	59,35	60,54	61,75	62,99	64,25	65,53	66,84	68,18
VAN =	53,76	\$/MWh exprimés en \$ actualisés de 2010											
ou	5,4	¢/kWh exprimés en ¢ actualisés de 2010											
REVENTES													
Prix en \$/MWh		27,74	31,94	33,00	34,20	35,49	36,77	38,02	39,32	40,57	49,57	50,74	52,55
VAN =	33,56	\$/MWh exprimés en \$ actualisés de 2010											
ou	3,4	¢/kWh exprimés en ¢ actualisés de 2010											
Équivalent à un prix de 33,56 (ou 3,4) indexé à l'inflation (2,0%)													
		34,24	34,92	35,62	36,33	37,06	37,80	38,55	39,33	40,11	40,91	41,73	42,57
VAN =	33,56	\$/MWh exprimés en \$ actualisés de 2010											
ou	3,4	¢/kWh exprimés en ¢ actualisés de 2010											
Taux nominal d'actualisation		5,913%											
Taux réel d'actualisation		3,836%											
Taux d'inflation		2,0%											

8. **Références :** (i) B-1-HQD-2, document 4, page 5;
(ii) B-1-HQD-5, document 1, page 17;
(iii) R-3644-2007, B-12-HQD-15, document 4, page 6.

Préambule :

- (i) « Considérant le profil annuel de ses besoins et des ressources à sa disposition, le Distributeur devra, au cours des prochaines années, procéder à des achats l'hiver et des reventes lors des autres mois et ce, de manière récurrente. Conséquemment, le calcul des coûts évités en énergie prend dorénavant en considération une référence basée sur le coût des achats en hiver et sur le revenu net de revente en été.

[...]

- à compter de 2023 : le prix du 2 appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation) ».
- (ii) « Le Distributeur compare le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux à un indicateur de prix du marché. Les indicateurs sont présentés à titre indicatif seulement car ils ne reflètent pas la réalité du Distributeur, notamment en ce qui concerne les approvisionnements de long terme. En effet, ces derniers ont été contractés dans un contexte donné et ne peuvent être remplacés par des achats de court terme ».

- (iii) « À la différence des autres contrats d'approvisionnement de long terme du Distributeur, les contrats d'énergie éolienne ne permettent pas d'éviter de coûts, généralement représentés par la partie variable des contrats. Dans ce cas-ci, la source d'énergie, qui est le vent, ne représente pas un coût variable ».

Demandes :

- 8.1 Veuillez élaborer sur la réponse donnée à la référence (iii).

Réponse :

La majorité des contrats d'approvisionnements de long terme du Distributeur ont deux composantes, une fixe et une variable. La première représente le paiement fixe quel que soit le niveau de livraison alors que la seconde varie en fonction du niveau de livraison.

Dans le cas des contrats éoliens, il n'y a qu'une composante fixe.

- 8.2 À la lumière des références (ii) et (iii), veuillez justifier l'utilisation du prix du 2^e appel d'offres d'énergie éolienne en tant que coût évité de long terme.

Réponse :

Tel qu'explicité dans le cadre des précédents dossiers tarifaires, le prix payé pour les livraisons d'énergie associé au plus récent appel d'offres de long terme est représentatif du coût évité en énergie de long terme. Dans le présent dossier, le 2^{ième} appel d'offres éolien correspond au plus récent appel d'offres de long terme du Distributeur et, par conséquent, le meilleur signal de prix dont dispose le Distributeur pour des approvisionnements de long terme.

- 8.3 Dans le contexte des surplus que connaît le Distributeur, compte tenu du fait que la majorité de ses approvisionnements postpatrimoniaux en énergie proviennent des contrats d'approvisionnements de long terme en base et cyclable conclus avec le Producteur et compte tenu des conventions d'énergie différée, veuillez commenter l'opportunité d'utiliser le prix moyen (base + cyclable ; indexation annuelle à l'inflation) de ces contrats en tant que coût évité de long terme en énergie.

Réponse :

Le coût évité est établi sur la base du prix d'un approvisionnement additionnel nécessaire au comblement de besoins additionnels à approvisionner ou du prix de la revente provenant de surplus à écouler.

Le Distributeur considère que les contrats en base et cyclable avec le Producteur, signés en 2006, ne sont pas représentatifs du coût marginal d'un approvisionnement de long terme. Depuis 2006, le Distributeur a complété quatre autres appels d'offres de long terme. Dans chaque cas, les prix obtenus sont nettement au-dessus de ceux des contrats conclus avec le Producteur.

De plus, les quantités d'énergie qui sont différées, en vertu des conventions d'énergie différée avec le Producteur, ne constituent pas un signal de coût évité puisqu'elles devront faire l'objet de rappels avant la fin des conventions. Le coût associé à l'énergie différée n'est pas un coût évité puisqu'il entraîne un déboursé ultérieur, au moment des rappels d'énergie. Compte tenu du contexte actuel de surplus énergétiques et des mesures mises en place par le Distributeur afin de gérer le solde du compte d'énergie différée, le Distributeur maintient qu'il n'est pas opportun de retenir ce moyen aux fins de l'établissement des coûts évités (voir également la réponse à la question 33.b de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-13, document 2).

Par ailleurs, à compter de 2023, des besoins fermes à approvisionner (essentiellement concentrés en hiver) amèneront le Distributeur à acquérir de nouveaux approvisionnements, et ce, malgré la possibilité de rappeler l'énergie accumulée dans le compte d'énergie différée.

Ainsi, le meilleur signal de prix que possède le Distributeur demeure celui provenant du résultat du plus récent appel d'offres de long terme, soit le deuxième appel d'offres éolien.

9. **Références :**
- (i) B-1-HQD-2, document 4, page 6;
 - (ii) R-3726-2010, B-1-HQD-1, document 1, page 26;
 - (iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 1, pages 7 et 8;
 - (iv) R-3677-2008, B-1-HQD-14, document 1, Annexe D, pages 45 et 46;
 - (v) R-3726-2010, B-1-HQD-1, document 1, page 11.

Préambule :

- (i) « *Considérant la stabilité des besoins en puissance du Distributeur et des prix de marché de la puissance, l'indicateur de coût évité en puissance demeure le même que celui présenté dans la demande R-3708-2009, à l'exception de la mise à jour de l'année de base des indicateurs utilisés.*

Coût évité en puissance

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

- *Jusqu'à l'hiver 2012-2013 : maintien du signal de 10 \$/kW-hiver (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation), correspondant au coût des transactions de court terme pour des approvisionnements en puissance garantie pour la saison hivernale dans le marché de New York ;*
 - *2013-2014 et 2014-2015 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2015-2016 ;*
 - *À partir de l'hiver 2015-2016 : maintien du signal de 40 \$/kW-hiver (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation) ».*
- (ii) « Prix de la puissance : 2,50 \$/kW-mois jusqu'en 2013 inclusivement, augmentation graduelle pour atteindre 10 \$/kW-mois en 2016 (\$ de 2010 indexés) ».
- (iii) Tableau 2.2b – Détail de l'analyse économique suite à la révision des besoins de mai 2010.
- (iv) « Coût en puissance
- *maintien du signal de coût évité en puissance de 10 \$/kW-hiver (\$ 2006, annuité croissante à l'inflation). Ce prix reflète le coût de la puissance sur les marchés de court terme (produit UCAP) et est approprié pour mesurer la valeur d'options de puissance disponibles pour quelques centaines d'heures (100 à 300) ;*
 - *introduction d'un nouvel indicateur de coût pour mesurer la valeur des nouvelles options de puissance à partir de 2011 correspondant à un produit ferme, de long terme avec un facteur d'utilisation élevé. Ces besoins de puissance peuvent être qualifiés d'énergie garantie d'hiver. Ce coût sera connu de façon définitive lorsque le Distributeur aura réalisé son appel d'offres. D'ici là, le Distributeur propose d'utiliser un signal de coût générique basé sur le coût d'une turbine à gaz, évalué à 80 \$/kW-an. Pour des fins d'analyse, le Distributeur prend comme hypothèse que 50 % de l'installation lui serait dédiée et 50 % le serait à un autre marché qui aurait une pointe en été (marché au sud du Québec). Dans ce cas, le coût serait réparti entre les deux marchés, et l'indicateur de coût est alors de 40 \$/kW-hiver (\$ 2008, annuité croissante à l'inflation) ».*
- (v) « Le Distributeur disposera ainsi d'une option de livraison pour un produit procurant une garantie de puissance et des livraisons fermes d'énergie en période d'hiver, et ce sans coût additionnel.

[...]

Il a été convenu d'utiliser le prix de marché de la puissance UCAP dans l'état de New York comme base d'établissement de la valeur du service de modulation des rappels d'énergie et de garantie de puissance. Ce prix a l'avantage d'être

transparent et de refléter la valeur d'opportunité du service obtenu. Par ailleurs, l'imposition d'un prix plancher de 2 \$US/kW-mois correspond assez fidèlement à l'historique de prix du UCAP sur le marché de New York depuis l'hiver 2005-2006, période des premiers appels d'offres de puissance du Distributeur.

La garantie de puissance complémentaire en période d'hiver procurera aux conventions amendées un caractère unique qui n'a pas son équivalent dans le marché. En effet, les conventions amendées permettront au Distributeur de disposer d'un produit garanti, sur une période de long terme, uniquement à la demande du Distributeur, et ce, en fonction des besoins identifiés trois mois avant la période de pointe, selon le calendrier convenu des préavis » (nous soulignons).

Demandes :

9.1 Veuillez justifier la mise à jour de l'année de base des indicateurs utilisés.

Réponse :

Lors de la requête tarifaire R-3708-2009, le Distributeur utilisait des prix de puissance de 10\$/kW-hiver exprimés en \$ de 2006 et de 40\$/kW-hiver exprimés en dollars de 2009. Dans le présent dossier, les prix de la puissance sont exprimés en dollars de 2010.

Cette mise à jour se justifie du fait que les dernières données disponibles conduisent le Distributeur à maintenir les mêmes signaux de prix de court terme et de long terme.

9.2 Veuillez indiquer de quelle manière le ralentissement de la croissance des besoins en puissance à compter de la pointe 2015-2016 est prise en compte dans le coût évité en puissance.

Réponse :

Jusqu'à la pointe d'hiver 2012-2013, puisque le niveau de puissance additionnelle requise peut être comblé par les marchés de court terme, le coût évité est établi sur le prix du UCAP (2,50 \$/kW-mois).

À compter de la pointe d'hiver 2015-2016, le Distributeur retient un indicateur de prix de puissance de long terme car il considère devoir faire appel à des approvisionnements de long terme pour combler ses besoins de puissance récurrents.

9.3 Veuillez concilier les coûts évités en puissance de long terme du présent dossier, soit 40 \$/kW-hiver à partir de 2015-2016, basés sur un coût de 80 \$/kW-an, avec les coûts évités en puissance du dossier R-3726-2010, qui sont basés sur un coût de 120 \$/kW-an à compter de 2015-2016 (référence ii). Veuillez indiquer les

raisons pour lesquelles le Distributeur n'a pas utilisé les mêmes intrants dans les deux dossiers.

Réponse :

Outre le changement à l'année de base, le coût évité en puissance de long terme du présent dossier et celui du dossier R-3726-2010 sont identiques. Ils sont, pour chacun de ces dossiers de 10 \$/kW-mois, ce qui correspond à un coût évité de 40 \$/kW-hiver.

- 9.4** Le coût évité en puissance actuellement en vigueur est basé sur le coût d'une turbine à gaz dédiée à 50 % aux besoins du Distributeur (référence iv). Toutefois, le Distributeur mentionne que le coût évité en puissance doit correspondre, à partir de 2011, à un produit ferme, de long terme, avec un facteur d'utilisation élevé et associé à de l'énergie garantie d'hiver. Ainsi, à la lecture de la référence (v), le coût évité en puissance ne devrait-il pas être plutôt basé sur le prix de marché de la puissance UCAP, comme dans le dossier R-3726-2010 ? Veuillez élaborer.

Réponse :

Dans le dossier R-3726-2010, le prix de la puissance de court terme est de 2,5 \$/kW-mois (ou 10 \$/kW-hiver) et le prix de la puissance de long terme est de 10 \$/kW-mois (ou 40 \$/kW-hiver). Ils étaient basés sur les coûts évités en puissance, qui sont les mêmes que dans le présent dossier, outre le changement d'année de référence.

La référence (v) réfère au prix pour les appels de puissance complémentaire, convenu entre le Distributeur et le Producteur, dans le cadre du renouvellement des conventions d'énergie différée.

- 10. Référence :** B-1-HQD-2, document 4, page 7.

Préambule :

« Bien que la moyenne de cet écart pour 2009 (0,78 ¢/kWh) diverge par rapport aux années précédentes, la moyenne pour les années 2000 à 2009, qui est de 1,65 ¢/kWh, confirme le maintien de cette valeur. L'écart de 1,5 ¢/kWh est appliqué indifféremment en été et en hiver ».

Demandes :

- 10.1** Étant donné la moyenne de 1,65 ¢/kWh pour les années 2000 à 2009, veuillez justifier le maintien de l'écart pointe / hors-pointe à 1,5 ¢/kWh.

Réponse :

La différence étant peu significative, le Distributeur considère qu'elle ne justifie pas la modification de l'hypothèse concernant l'écart entre les prix de pointe et hors-pointe.

10.2 Veuillez justifier que l'écart de 1,5 ¢/kWh soit appliqué indifféremment en été et en hiver.

Réponse :

L'écart de prix pointe/hors-pointe est très variable, autant sur une base saisonnière qu'annuelle. Certaines années, cet écart est plus élevé en hiver, alors qu'il est plus élevé en été d'autres années. Compte tenu qu'il n'y a pas de constance à cet égard, l'écart annuel moyen est appliqué indifféremment en été et en hiver.

COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES (RA)

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-2, document 4, page 9 ;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-18, HQD-2, document 5, page 12 ;
 - (iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-2, document 5, page 12 ;
 - (iv) Pièce B-1, HQD-8, document 5, page 12, tableau 7 ;
 - (v) Décision D-2010-022, pages 34-35 ;
 - (vi) Dossier R-3708-2009, HQD-16, document 1, page 155 ;
 - (vii) Dossier R-3708-2009, pièce B-18, HQD-2, doc. 5, pages 3 et 10-11.

Réponses à la demande de renseignements n° 1 de la Régie

Préambule :

(i)

RÉSULTATS DES COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/ KWH DE 2011

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Iles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	14,70	169	55%	3,54	18,24
Basse Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	33,34	0	47%	0,00	33,34
Haute-Mauricie					
Opitciwan	30,70	888	46%	22,13	52,83
Nunavik					
Akulivik	48,43	784	56%	16,01	64,44
Aupaluk	53,32	0	51%	0,00	53,32
Inukjuak	39,63	390	61%	7,32	46,96
Ivujivik	49,28	0	55%	0,00	49,28
Kangiqsualujuaq	54,93	836	60%	16,03	70,95
Kangiqsujuaq	46,04	747	61%	14,00	60,04
Kangirsuk	45,97	1 082	55%	22,37	68,34
Kuujuuaq	47,96	418	65%	7,29	55,25
Kuujuarapik	41,62	677	66%	11,75	53,36
Puvirnituq	42,87	2 980	62%	54,73	97,60
Quaqtaq	56,92	1 235	61%	23,25	80,17
Salluit	40,38	627	58%	16,29	56,67
Tasiujaq	50,98	950	60%	18,05	69,03
Umiujaq	46,85	697	55%	14,38	61,23
Schefferville	2,21	292	54%	6,21	8,42

(ii) Le Distributeur dépose en audience, le 4 décembre 2009, une version révisée des coûts évités présentés au dossier R-3708-2009

TABLEAU 2.1 Révisé : COÛT ÉVITÉ PAR RÉSEAUX AUTONOMES
ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/KWH DE 2010

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Iles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	14,42	166	55%	3,47	17,88
Basse Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	32,69	0	47%	0,00	32,69
Haute-Mauricie					
Opitciwan	30,10	871	46%	21,69	51,79
Nunavik					
Akulivik	47,48	769	56%	15,70	63,18
Aupaluk	52,28	0	51%	0,00	52,28
Inukjuak	38,85	382	61%	7,18	46,03
Ivujivik	48,32	0	55%	0,00	48,32
Kangiqsualujuaq	53,85	820	60%	15,71	69,56
Kangiqsujuaq	45,14	732	61%	13,72	58,86
Kangirsuk	45,07	1 061	55%	21,93	67,00
Kuujuuaq	47,02	410	65%	7,15	54,17
Kuujuarapik	40,80	664	66%	11,52	52,32
Puvirnituq	42,03	2 921	62%	53,65	95,69
Quaqtaq	55,80	1 211	61%	22,79	78,59
Salluit	39,59	611	58%	15,97	55,56
Tasiujaq	49,98	932	60%	17,70	67,68
Umiujaq	45,93	683	55%	14,10	60,03
Schefferville	2,22	344	54%	7,31	9,53

Le Distributeur explique que « Les modifications aux résultats sont plutôt le reflet de la mise à jour de la planification des investissements. »

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

(iii)

**TABLEAU 2.1 : COÛT ÉVITÉ PAR RÉSEAUX AUTONOMES
ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/KWH DE 2010**

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance			Coût évité total ¢/kWh
		\$/kW-an	Facteur d'utilisation	¢/kWh	
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	14,42	23	55%	0,49	14,90
Basse-Côte-Nord					
Anticosti (Port Meunier)	32,69	0	47%	0,00	32,69
Haute-Mauricie					
Opitciwan	30,10	111	46%	2,76	32,86
Nunavik					
Akulivik	47,48	90	56%	1,85	49,32
Aupaluk	52,28	0	51%	0,00	52,28
Inukjuak	38,85	45	61%	0,85	39,70
Ivujivik	48,32	0	55%	0,00	48,32
Kangiqsualujuaq	53,85	100	60%	1,91	55,76
Kangiqsujuaq	45,14	118	61%	2,21	47,35
Kangirsuk	45,07	192	55%	3,97	49,03
Kuujuuaq	47,02	50	65%	0,88	47,90
Kuujuarapik	40,80	115	66%	1,99	42,79
Puvirnituq	42,03	751	62%	13,80	55,83
Quaqtaq	55,80	127	61%	2,39	58,19
Salluit	39,59	95	58%	1,87	41,45
Tasiujaq	49,98	116	60%	2,21	52,19
Umiujaq	45,93	90	55%	1,85	47,79
Schefferville	2,22	344	54%	7,31	9,53

(iv)

**TABLEAU 7
PROJETS > 10 M\$ À AUTORISER (M\$)**

PROJETS	Année de base 2010	Année témoin 2011	2012	2013	2014	2015
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)	5,5	23,5	28,2	37,3	51,9	6,0
Travaux de raccordement du réseau de distribution						
Poste Limoilou ⁽¹⁾	0,4	23,0	12,7	12,9	11,2	8,4
Poste St-Bruno-de-Montarville	0,1	0,6	10,8	10,0		
Poste Neubois	3,3	4,9	6,5			
Poste Charlesbourg	2,6	6,0	10,2	6,0		
Poste Bélanger	0,4	11,2	10,4	14,5	15,2	5,0
Poste Lefrançois		0,6	11,2	6,8	7,6	
Poste Bourassa			2,6	3,9	3,2	3,9
Poste Delorimier			0,6	2,5	4,7	6,9
Optimisation des systèmes Clientèle (Migration majeure SIC)		47,9	2,9	1,2		
Construction de la centrale thermique - Akulivik		5,0	7,9	12,4	15,0	
Remplacement du câble de relève de l'île d'Orléans		0,6	9,5			
Lecture à distance de la consommation - Déploiement			134,3	318,9	230,8	56,1
Remplacement des lignes de transport - Schefferville			7,0	9,0	7,5	0,1
Évacuateurs de crues Menihék - Schefferville			1,0	7,0	7,3	0,3
Réfection de la ligne de transport L0778 des Îles de la Madeleine			0,5	7,7	9,1	
Ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules			1,3	2,3	2,8	6,6

(v) « Le Distributeur rappelle la raison d'être du calcul des coûts évités en réseaux autonomes :

« [...] avoir un indicateur qui va nous aider à voir qu'est-ce qui s'en vient et faire le nécessaire pour repousser les besoins, le maximum possible. »

Tout effort d'efficacité énergétique ou de réduction de la demande contribue à repousser les besoins de nouvelles infrastructures. La finalité des coûts évités est essentiellement d'identifier jusqu'à quel montant il est adéquat d'investir dans des mesures d'efficacité énergétique afin de repousser les besoins d'installation d'un nouvel équipement de production et réduire le déficit des réseaux autonomes. »

- (vi) « Dans les réseaux où la capacité de production existante est abondante, la croissance des besoins peut ne pas nécessiter d'investissement additionnel, dans ce cas le coût évité sera constitué des coûts variables seulement (carburant et entretien). »
- (vii) « Le plan d'équipement d'un réseau est constitué des investissements et des charges d'exploitation nécessaires pour faire face à la croissance des besoins des clients sur un horizon de long terme, en général 15 à 20 ans. La planification s'effectue dans une optique de minimisation des coûts et de respect des critères de fiabilité. ./. Les investissements nécessaires à la pérennité des centrales constituent une opportunité d'augmenter la puissance disponible pour répondre à la croissance des besoins.»
- « Le coût unitaire de puissance en \$/kW est obtenu en actualisant d'une part le coût d'investissements du groupe de référence et, d'autre part, les kW requis pour rencontrer les besoins. Ce coût unitaire (\$/kW) est ensuite traduit en annuité, exprimée en \$/kW-an, sur la base de la durée de vie prévue du groupe de 15 ans. ./. Le coût évité en puissance est ensuite exprimé en ¢/kWh en appliquant un facteur d'utilisation approprié. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 11.1** La Régie constate que les coûts évités de la référence i) sont légèrement plus élevés que ceux de la référence (ii) mais que dans certains réseaux autonomes, les coûts évités en puissance sont 5 à 10 fois plus élevés que ceux de la référence iii). Veuillez expliquer cette révision des coûts évités en RA.

Réponse :

Les coûts évités de la référence (i) correspondent au maintien du signal de coût évité tel que déposé dans le dossier R-3708-2009. Ils sont exprimés en dollars courants de l'année 2011, soit 2 % plus élevés que ceux exprimés en dollars courants de 2010 (référence (ii)).

Les coûts évités cités en référence (iii), ont été révisés suite au constat d'une anomalie de calcul, tel qu'expliqué en audience lors du dossier tarifaire R-3708-2009 (pièce A-24-3, pages 16-17).

- 11.2** Veuillez expliquer comment l'investissement de 13 M\$ présenté en référence iv) pour ajouter de la capacité à Cap-aux-Meules est pris en compte dans le calcul des coûts évités de ce même réseau (169 \$/kW-an).

Réponse :

Le coût évité de 169 \$/kW-an est basé sur la planification du Distributeur de l'année 2009¹. Le coût de l'ajout de puissance et la date de mise en service étaient alors différents de ce qui est présenté en référence iv).

- 11.3** Considérant l'imminence des besoins d'une nouvelle centrale à Akulivik, telle que présentée en référence iv), veuillez expliquer pourquoi les coûts évités en puissance et en énergie de ce réseau se situent plutôt dans la partie inférieure à la moyenne de ces coûts pour le Nunavik.

Réponse :

Comme le Distributeur l'a expliqué au dossier R-3708-2009 (pièce HQD-2, document 5, page 13), les coûts associés à une dépense imminente ne peuvent plus être évités. Le signal de coût évité est alors basé sur le coût du moyen de production suivant, soit l'ajout de la puissance requise dans l'horizon de planification pour le réseau considéré.

- 11.4** La Régie comprend des références vi) et vii) que certains réseaux présentent des coûts évités en puissance nuls parce que ces réseaux sont équipés d'une capacité suffisante qui permet de n'entrevoir aucun besoin d'ajout de puissance additionnelle à l'horizon du Plan d'approvisionnement.
- Veuillez expliquer pourquoi les coûts évités en puissance de Kuujuaq ne sont pas nuls, considérant la nouvelle centrale thermique qui vient d'y être construite.

Réponse :

La situation de Kuujuaq est sensiblement la même que celle d'Akulivik. En plus des dépenses en cours ou à venir à très court terme, des ajouts de puissance sont prévus dans la planification de long terme. C'est le coût de ces ajouts qui sert de base au calcul du coût évité de puissance dans ces réseaux.

¹ Tel que précisé à la pièce HQD-2, document 4, page 9, lignes 4 à 7, la mise à jour de la planification de chacun des réseaux sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur.

- Veuillez préciser si les facteurs d'utilisation présentés aux tableaux des coûts évités sont établis sur la puissance installée ou sur la puissance garantie de chaque réseau autonome. Si un coût évité de puissance nul est indicateur d'une puissance installée suffisamment importante pour répondre à la croissance à long terme des besoins, veuillez expliquer pourquoi les réseaux pour lesquels les coûts évités de puissance sont nuls ne présentent pas, pour 2011, des facteurs d'utilisation nettement plus faibles que dans les réseaux où le manque de puissance est envisagé à l'horizon du Plan et même à très court terme.

Réponse :

Les facteurs d'utilisation des réseaux présentés dans le tableau des coûts évités sont le rapport entre l'énergie produite par réseau et la puissance maximale appelée et non la puissance installée ou garantie.

Le facteur d'utilisation ne renseigne pas sur le niveau de puissance appelée par rapport à la puissance disponible. Il indique plutôt, notamment, le niveau de coïncidence dans la consommation des clients.

- 11.5** La Régie comprend que le Distributeur base le calcul de ses coûts évités sur une durée de vie de 15 ans des génératrices diesel. Veuillez élaborer sur la prolongation de la durée de vie réelle de génératrices diesel dans les centrales offrant une capacité suffisante pour respecter à long terme le critère de puissance garantie, une situation qui pourrait être prolongée par le déploiement de mesures d'efficacité énergétique qui ralentiraient la croissance des besoins d'un réseau autonome.

Réponse :

Dans les réseaux autonomes, les coûts évités sont très élevés. La composante variable (combustible et entretien) à elle seule est suffisante pour justifier, d'un point de vue économique, le déploiement de mesures d'économies d'énergie. Ces économies d'énergie apportent leur contribution en puissance et, de ce fait, repoussent la date à laquelle un investissement additionnel serait requis ; elles n'ont pas de lien avec la durée de vie utile des génératrices.

La durée de vie utile de 15 ans sur la base de laquelle les coûts évités sont calculés permet de mesurer la valeur économique de la puissance. La décision de prolonger la durée de vie d'un groupe ou d'une centrale est quant à elle liée à son état de vétusté et au risque de défaillance qui en découle et n'est pas tributaire des besoins marginaux de puissance.

- 11.6 Veuillez élaborer sur le signal de coût envoyé par un indicateur de coût évité nul en puissance et s'il permet effectivement au Distributeur de travailler à des stratégies pour repousser les nouveaux besoins, le maximum possible, tel que mentionné en référence (v).

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.5.

- 11.7 Veuillez élaborer sur l'intérêt pour le Distributeur de disposer d'un indicateur de coût évité qui lui permette de promouvoir des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de puissance sur une base continue afin de pouvoir repousser le maximum possible, les besoins d'installation du prochain ajout de capacité, même dans la situation de réseaux disposant d'une capacité suffisante.

Réponse :

Les coûts évités reflètent les réalités d'approvisionnement des réseaux autonomes, y compris, le cas échéant, les besoins d'ajout de capacité à moyen et long termes (voir la section 2 de la pièce HQD-2, document 5 du dossier R-3708-2009).

Par ailleurs, comme le Distributeur l'indique en réponse à la question 11.5, le coût évité en réseau autonome est suffisamment élevé pour justifier le déploiement des mesures d'efficacité énergétique de façon continue.

Voir également la réponse à la question 79.2.

12. **Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-12, document 5, pages 9 et 10;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, HQD-13, document 1.1, page 12 ;
 - (iii) Dossier R-3677-2008, HQD-16, document 1, pages 153-154.

Préambule :

- (i) Le Distributeur explique que le coût évité de puissance de 292 \$/kW-an à Schefferville est basé sur le coût d'achat et d'installation d'un groupe électrogène diesel de 2,7 MW, au coût de 3 M\$ et de la « *permanentsation* » de deux groupes diesel existants de 1,7 MW, au coût de 7,7 M\$, des investissements requis pour respecter le critère de puissance garantie à l'horizon de 2016. Les besoins de puissance sont requis lors des pointes causées par le chauffage

électrique. Toutefois, même si les groupes hydroélectriques de la centrale Mehinek n'offrent pas la puissance garantie suffisante, la quantité d'énergie que peut produire la centrale est suffisante à l'horizon 2024 et le Distributeur maintient un signal de coût évité en énergie de 2 ¢/kWh, indexé à l'inflation.

- (ii) « Pour le réseau de Schefferville, le coût de 344 \$/kW-an correspond à l'indicateur de coût évité de puissance déposé dans le dossier R-3677-2008 (HQD-14, document 1, annexe D) exprimé en dollars de 2010. Tel que mentionné en réponse à la question 71.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie du dossier R-3677-2008 (HQD-16, document 1), l'estimation de cette annuité croissante est associée à l'ajout d'un groupe de 10 MW au coût de 50 M\$ pour une durée de vie de 50 ans, puisqu'il s'agit de l'ajout d'une turbine dans une centrale hydraulique. » [Nous soulignons]
- (iii) « La puissance installée de la centrale de réserve est de 3,5 MW pour un coût d'investissement d'un peu plus de 3 M\$ ce qui se traduit par un coût de puissance de 98 \$/kW-an. Toutefois, ce coût ne doit pas être considéré comme le coût évité en puissance de Schefferville puisqu'il s'agit d'un coût de puissance établi à partir d'une solution d'appoint utilisée en cas d'extrême d'urgence (écrêtement de la pointe).

Afin d'établir un coût évité de puissance représentatif, le Distributeur rappelle que le calcul de celui-ci doit reposer sur la notion de service équivalent, c'est-à-dire une solution d'approvisionnement qui garantit aux clients une qualité de service équivalente au service de base. À cet égard, la planification de l'offre-demande indique que le contrat d'énergie garantie est suffisant pour couvrir les besoins en énergie de l'ensemble de la clientèle sur tout l'horizon de planification. Au niveau de la puissance, de nouveaux besoins apparaissent à l'horizon 2016. Pour combler ces besoins, la solution la plus probable est l'installation d'un quatrième groupe de 10 MW à la centrale actuelle dont le coût initial et la durée de vie utilisée génèrent un coût de puissance de 337 \$/Kw-an. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 12.1** Veuillez élaborer sur le coût évité de puissance obtenu dans le présent dossier à Schefferville avec des génératrices diesel, soit 292 \$/kW-an, en comparaison des coûts évités en puissance non nuls des autres réseaux du Nunavik possédant aussi des groupes diesel d'une puissance relativement comparable.

Réponse :

La valeur des coûts évités en puissance dans les réseaux autonomes est tributaire de trois facteurs : la taille des groupes qui seront nécessaires, l'année où ils seront requis, et enfin, le type particulier de moyen de production pour répondre à des besoins de puissance ferme. Une comparaison des coûts évités en puissance entre les réseaux du Nunavik serait par conséquent peu utile.

Dans le cas spécifique de Schefferville, la décision de planification au moindre coût a conduit le Distributeur à opter, pour répondre aux besoins de puissance futurs, à une solution diesel permanente, plutôt qu'à l'ajout d'un groupe à la centrale hydraulique. Ceci est reflété dans l'indicateur de coût, qui prend en compte le coût du groupe lui-même, ainsi que celui des travaux requis pour le rendre permanent.

12.2 Veuillez élaborer sur la valeur du coût évité de puissance obtenue pour 2011 à Schefferville avec des génératrices diesel, soit 292 \$/kW-an, en comparaison du coût évité de puissance de 98 \$/kW-an établi en 2008. Dans votre réponse, veuillez expliquer ce qui a changé dans la planification des équipements diesel à Schefferville, et ce qui justifie le triplement des coûts de la puissance fournie par la même technologie entre 2008 et 2010.

Réponse :

La valeur du coût évité de puissance de 292 \$/kW-an pour 2011 à Schefferville correspond au coût du groupe électrogène additionnel pour 3 M\$ auquel s'ajoute un coût de 7,7 M\$ pour rendre les groupes électrogènes permanents.

L'installation est permanente en ce sens que les groupes sont placés à l'intérieur, dans un espace fermé, chauffé et clôturé. La permanentisation permet ainsi :

- d'assurer la fiabilité de démarrage et du fonctionnement des groupes;
- de sécuriser l'exploitation des groupes;
- et de rendre un service équivalent à l'ajout d'une turbine hydraulique. La notion de service équivalent légitime le Distributeur d'utiliser ces coûts comme signal de coût évité.

Comparée à l'ajout d'une turbine additionnelle à la centrale Menihék (au coût estimé de 344 \$/kW-an), la permanentisation des groupes est une solution avantageuse puisqu'elle assure, à moindre coût, le respect du critère de puissance garantie.

Le coût de 98 \$/kW-an repose uniquement sur l'ajout du groupe électrogène au coût de 3 M \$. Ce dernier ne peut être comparé au coût évité en puissance de 292 \$/kW-an puisqu'il n'offre pas le même service.

- 12.3** La Régie comprend que la proposition d'utiliser comme coût évité en énergie pour Schefferville les coûts marginaux de l'énergie additionnelle tirée de la centrale de Mehinek, implique que les groupes diesel existants et le nouveau groupe de 2,7 MW ne produiront normalement pas d'énergie et sont considérés uniquement comme des groupes de secours pour garantir la puissance en cas de bris d'un groupe hydraulique (respect du critère « (n-1) ». Dans ce cas, veuillez expliquer ce que signifie la « *permanentsation* » des groupes existants et en quoi la « *permanentsation* » des groupes existants est la solution la plus avantageuse. Veuillez justifier cet investissement de 7,7 M\$.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.2.

- 12.4** Veuillez justifier le choix de l'option d'une génératrice diesel offrant un coût évité de puissance de 292 \$/kW-an par rapport à l'option d'une turbine hydraulique additionnelle à la centrale de Mehinek, donnant un coût évité de puissance de 344 \$/kW-an. Veuillez élaborer sur la différence relative des coûts évités de puissance (environ 15%) par rapport aux avantages de l'option hydraulique de pouvoir répondre à moindre coût à des besoins futurs d'énergie à Schefferville.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.2.

- 12.5** Si la « *permanentsation* » implique que l'on s'attend à ce que les groupes diesel de Schefferville soient utilisés pour répondre sur une base saisonnière régulière à une partie des besoins en période de pointe, veuillez indiquer pourquoi on n'intègre pas dès à présent dans les coûts évités, le coût de l'énergie produite par les groupes diesel, afin d'évaluer la valeur financière des mesures de gestion de la demande et d'efficacité énergétique qui pourraient retarder au maximum l'utilisation de ces groupes, voire retarder leur « *permanentsation* ».

Réponse :

La planification du Distributeur se fait en respect du critère de fiabilité. Dans le cas de Schefferville, c'est le critère N-1 qui s'applique. La planification indique qu'à partir de 2016, ce critère n'est plus respecté, ce qui oblige l'ajout de puissance à cet horizon. Cependant, la probabilité d'utilisation de ce dernier moyen de pointe est faible.

Par ailleurs, le niveau élevé du signal de coût de puissance est déjà un incitatif à réduire les besoins de pointe et à implanter, de façon prioritaire, toutes les mesures d'efficacité énergétique qui réduisent les besoins en pointe.

Ce niveau élevé de coût de puissance est également un incitatif à la gestion de la pointe. Toutefois, les programmes doivent permettre au Distributeur d'obtenir une garantie ferme de l'effacement des clients pendant toutes les heures de pointe du réseau.

CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

13. Référence : Pièce B-1, HQD-3, document 2, page 7.

Préambule :

« En conséquence, le Distributeur demande à la Régie que sa contribution au financement des coûts d'intégration des projets de petites centrales hydroélectriques soit comptabilisée dans sa base de tarification à titre de frais reportés et amortie sur 20 ans, soit la durée des contrats d'achat d'électricité pour les projets retenus. Un rendement sera calculé sur le solde non amorti au taux applicable sur la base de tarification.

Bien que la modification demandée soit tributaire d'une décision à venir de la Régie, le Distributeur a, dans la présente demande tarifaire, comptabilisé pour l'année témoin projetée 2011 des coûts d'intégration de l'ordre de 0,3 M\$ dans le compte de frais reportés « Contributions à des projets de raccordement ». Les premières dates de mises en service étant prévues en 2011, aucun coût d'intégration n'a été considéré pour l'année de base 2010. »

Demandes :

13.1 Veuillez indiquer les contributions prévues par années de mise en service pour l'ensemble du programme des petites centrales hydroélectriques.

Réponse :

Les contributions prévues par année de mise en service sont les suivantes :

- **2011 : 296 k\$,**
- **2012 : 768 k\$,**
- **2013 : 1495 k\$,**
- **2014 : 1495 k\$.**

13.2 Veuillez présenter l'effet du changement en comparant les données du traitement actuel et celles du traitement proposé à la présente demande, sur la période 2011-2015.

Réponse :

Le tableau R-13.2 présente l'effet du changement de traitement comptable.

Concernant la comptabilisation dans le compte de frais reportés du service de transport, les mises en service étant prévues par hypothèse en décembre, les contributions seront récupérées dans les revenus requis du deuxième exercice subséquent. Ceci explique que pour présenter l'impact différentiel sur les revenus requis, la période couverte soit 2011-2016 plutôt que 2011-2015. Un rendement est de plus calculé pour l'année précédant la disposition aux revenus requis.

Concernant la comptabilisation dans le compte de frais reportés "Contributions à des projets de raccordement" inclus à la base de tarification, les contributions sont amorties sur 20 ans et un rendement est calculé sur le solde non amorti.

Dans les deux cas, le taux de rendement utilisé correspond au taux sur la base de tarification pour 2011, soit 7,44 %.

**TABLEAU R-13.2
EFFET DU CHANGEMENT DE TRAITEMENT COMPTABLE**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	(en milliers de \$)					
CFR transport :						
Disposition du CFR			296	768	1495	1495
Rendement			24	62	120	120
Impacts sur les revenus requis	0	0	320	830	1615	1615
CFR "Contributions à des projets de raccordement" :						
Amortissement sur 20 ans :						
Contributions 2011		15	15	15	15	15
Contributions 2012			38	38	38	38
Contributions 2013				75	75	75
Contributions 2014					75	75
Total	0	15	53	128	203	203
Rendement sur le solde non amorti :						
Contributions 2011	2	21	20	19	18	17
Contributions 2012			56	53	50	47
Contributions 2013				108	103	97
Contributions 2014					108	103
Total	2	21	76	180	279	264
Total impacts sur les revenus requis	2	36	129	308	482	467
Effet du changement :	2	36	-191	-521	-1133	-1148

14. Référence : Pièce B-1, HQD-3, document 2, page 8.

Préambule :

« Selon le plan quinquennal de révision des durées de vie, le Distributeur procèdera au cours de l'année 2010 aux travaux relatifs à la révision de la durée de vie des poteaux.

À ce jour, les analyses démontrent que la durée de vie utile des poteaux se rapprocherait de 40 ans, alors que la durée de vie actuelle est établie à 30 ans. Selon ses calculs préliminaires, le Distributeur estime que l'augmentation de la durée de vie des poteaux entraînerait un impact à la baisse sur la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 30 M\$. Compte tenu de l'avancement des travaux d'analyse et de l'importance monétaire de cet impact, le Distributeur en a tenu compte dans

l'établissement de la prévision de sa charge d'amortissement de l'année témoin 2011, tel que présenté dans la pièce HQD-7, document 11. »

Demandes :

- 14.1** Veuillez élaborer sur les résultats des analyses qui démontrent que la durée de vie utile des poteaux se rapprocherait de 40 ans, alors que la durée de vie actuelle est établie à 30 ans.

Réponse :

L'évaluation de la durée de vie utile des poteaux est effectuée à partir de modèles statistiques qui considèrent les différentes causes de retraits possibles tels le vieillissement, le renouvellement, le déplacement ou l'enfouissement des poteaux. Des informations obtenues des exercices de balisage et d'autres facteurs influents, telles les conditions d'utilisation, la localisation géographique ou les contraintes légales, sont également pris en compte dans cette évaluation.

Les résultats les plus récents découlant de la poursuite des analyses et du travail de validation comptable basé sur l'inspection des poteaux vétustes et sur la prise en compte des autres causes de retrait justifieraient l'utilisation d'une durée de vie utile se rapprochant plutôt de 40 ans.

- 14.2** Veuillez fournir le détail du calcul de l'impact à la baisse sur la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 30 M\$.

Réponse :

TABLEAU R-14.2
**Impact de la révision de durée de vie utile sur la charge
d'amortissement**

Charge d'amortissement annuelle	M\$
Simulation - Amortissement 30 ans	66,1
Simulation - Amortissement 40 ans	35,9
Diminution de la charge d'amortissement	30,2

APPROVISIONNEMENTS

- 15. Références :** (i) B-1-HQD-5, document 1, page 5;
(ii) B-1-HQD-5, document 1, page 7;
(iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 2, page 4.

Préambule :

- (i) « *Les besoins du Distributeur pour l'année en cours sont maintenant estimés à 179,7 TWh, soit 640 GWh de plus que ceux prévus au dossier tarifaire 2010-2011.*

Les besoins postpatrimoniaux s'établissent maintenant à 2,4 TWh pour 2010, soit 0,9 TWh de plus que prévu au dernier dossier tarifaire ».

- (ii) « *En 2010, la valeur de la transaction est estimée à 21,9 M\$, correspondant à 1,9 TWh d'énergie du contrat de base ».*

- (iii) Tableau 0.1 A : Bilan en énergie, avant amendements aux conventions, selon la révision de mai 2010 – en TWh.

Demandes :

- 15.1** Pour 2010, veuillez expliquer l'écart entre les besoins de 179,7 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 177,9 TWh inscrits au dossier R-3726-2010.

Réponse :

L'écart est uniquement attribuable à la prise en compte dans le dossier tarifaire de la demande additionnelle de Rio Tinto Alcan reliée à la faible hydraullicité observée en 2010.

Voir également la réponse à la question 3.4.

- 15.2** Pour 2010, veuillez expliquer l'écart entre les besoins postpatrimoniaux de 2,4 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 0,2 TWh inscrits au dossier R-3726-2010.

Réponse :

Dans le dossier R-3726-2010, on aurait dû y constater des approvisionnement postpatrimoniaux de 1,8 TWh au lieu de 0,2 TWh. Il y a donc une augmentation de 0,6 TWh d'approvisionnement postpatrimoniaux comparativement au présent dossier tarifaire. Les approvisionnement postpatrimoniaux comblent donc 0,6 TWh des besoins additionnels de 1.8 TWh. L'augmentation des besoins restant de 1,2 TWh est approvisionnée par l'électricité patrimoniale.

- 15.3** Pour 2010, veuillez expliquer l'écart entre les 1,9 TWh d'énergie de contrat de base inscrits au dossier tarifaire et les 1,4 TWh d'énergie base + cyclable inscrits au dossier R-3726-2010.

Réponse :

L'énergie du contrat de base de 1,9 TWh inscrit au dossier tarifaire est la quantité sujette à la transaction de vente avec le Producteur. Cette énergie n'est donc pas utilisée pour approvisionner les besoins du Distributeur. L'énergie des contrats de base et cyclable de 1,4 TWh dans le dossier R-3726-2010 est la quantité annuelle de ces contrats pour approvisionner les besoins. Il n'y a donc pas de comparaison directe possible entre ces deux valeurs.

- 16. Références :**
- (i) B-1-HQD-5, document 1, page 8;
 - (ii) B-1-HQD-5, document 1, page 11;
 - (iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 2, page 4.

Préambule :

- (i) *« Les besoins en énergie prévus pour l'année 2011 s'élèvent à 184,8 TWh, une hausse de 5,1 TWh par rapport à ceux de l'année de base. Selon un scénario déterministe, à conditions climatiques normales et excluant tout recours à l'entente cadre, les besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux prévus sont de 6,2 TWh et le volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 220 GWh ».*
- (ii) *« Compte tenu des besoins postpatrimoniaux évalués à 6,2 TWh, le Distributeur ferait donc face à des surplus énergétiques d'un peu plus de 5 TWh. Afin de rétablir l'équilibre offre-demande, le Distributeur prévoit utiliser un ensemble de moyens ».*
- (iii) Tableau 0.1 A : Bilan en énergie, avant amendements aux conventions, selon la révision de mai 2010 – en TWh.

Demandes :

- 16.1** Pour 2011, veuillez expliquer l'écart entre les besoins de 184,8 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 182,6 TWh inscrits au dossier R-3726-2010.

Réponse :

L'écart est uniquement attribuable à la prise en compte dans le dossier tarifaire de la demande additionnelle de Rio Tinto Alcan reliée à la faible hydraullicité observée cette année.

Voir également la réponse à la question 3.4.

16.2 Pour 2011, veuillez expliquer l'écart entre les besoins postpatrimoniaux de 6,2 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 4,1 TWh inscrits au dossier R-3726-2010.

Réponse :

L'augmentation des besoins postpatrimoniaux de 2,1 TWh s'explique principalement par la hausse des besoins de 2,2 TWh (voir la réponse à la question 16.1).

16.3 Pour 2011, veuillez expliquer l'écart entre les surplus énergétiques d'un peu plus de 5,0 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 0,8 TWh inscrits au dossier R-372-2010.

Réponse :

Les surplus de 0,8 TWh inscrits au dossier R-3726-2010 correspondent au volume résiduel d'énergie à revendre sur les marchés de court terme afin d'équilibrer le bilan, après déploiements des autres moyens telle la suspension des livraisons de TCE. Ils ne peuvent donc pas se comparer aux surplus d'un peu plus de 5 TWh indiqués à la référence (ii), qui eux sont évalués avant le déploiement des moyens de gestion.

- 17. Références :** (i) B-1-HQD-5, document 1, pages 8 et 9 ;
(ii) R-3708-2009, B-5-HQD-13, document 9, page 24.

Préambule :

- (i) *« Les besoins en énergie prévus pour l'année 2011 s'élèvent à 184,8 TWh, une hausse de 5,1 TWh par rapport à ceux de l'année de base. Selon un scénario déterministe, à conditions climatiques normales et excluant tout recours à l'entente cadre, les besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux prévus sont de 6,2 TWh et le volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 220 GWh.*

Près de 170 GWh du volume d'électricité patrimoniale inutilisée prévu pour 2011 sont attribuables aux surplus qui ne peuvent être écoulés à un prix supérieur à celui de l'électricité patrimoniale ».

(ii) Tableaux R-11.1 et R-11.2.

Demandes :

17.1 Veuillez fournir un tableau qui présente les quantités d'énergie patrimoniale inutilisée prévues et réelles pour chaque année de 2005 à 2010 inclusivement.

Réponse :

**Tableau R-17.1
Électricité patrimoniale inutilisée**

TWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Électricité patrimoniale inutilisée prévue (année témoin)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3*
Électricité patrimoniale inutilisée (année réelle)	0,3	1,9	0,0	0,0	3,9	1,5**

* HQD-5, document 1, dossier R-3708-2009.

** Électricité patrimoniale inutilisée prévisionnelle (4 mois réels, 8 mois prévisionnels).

17.2 Veuillez fournir une ventilation mensuelle de l'énergie patrimoniale inutilisée pour chaque année de 2005 à 2010 inclusivement.

Réponse :

L'électricité patrimoniale inutilisée est par définition la différence négative entre la somme des valeurs horaires du volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale et le volume maximal de 178,860 TWh représentant l'engagement annuel maximal du Producteur relatif à l'électricité patrimoniale (décret 1277-2001 du 24 octobre). Ce calcul peut se faire seulement sur une base annuelle. Il est donc impossible de fournir une ventilation mensuelle de l'énergie patrimoniale inutilisée pour chaque année de 2005 à 2010 inclusivement.

18. Référence : B-1-HQD-5, document 1, pages 8, 15 et 16.

Préambule :

Tableaux 1, 6, 7 et 8 – Reventes d'énergie

Demandes :

18.1 Veuillez indiquer si les revenus de reventes d'énergie sont nets, c'est-à-dire qu'ils intègrent les frais de transport sur le réseau de TransÉnergie, les frais de courtage, les frais de transit sur les réseaux voisins et les pertes sur le réseau de transport. Dans la négative, veuillez fournir les revenus de reventes d'énergie nets (M\$ et \$/MWh).

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il s'agit de revenus de reventes nets.

18.2 Veuillez indiquer si les revenus de reventes d'énergie intègrent également un ajustement à la baisse du prix unitaire de revente. Le cas échéant, veuillez préciser la valeur de cet ajustement (\$/MWh) et justifier l'intégration d'un tel ajustement pour l'année tarifaire 2011-2012, alors que le Distributeur prévoit revendre une faible quantité d'énergie sur les marchés.

Réponse :

Les revenus de reventes des tableaux 1 (pour les huit mois prévisionnels), 6 et 7 incluent un ajustement de -5 \$/MWh (M-5), alors que ceux des tableaux 1 (pour les quatre mois réels) et 8 correspondent aux revenus réels de reventes.

Cet ajustement de M-5 est justifié lorsque le Distributeur planifie revendre des quantités importantes d'énergie. En 2011, les moyens de gestion à la disposition du Distributeur pour gérer ses surplus font que le volume qu'il prévoit écouler sur les marchés est faible. Malgré cela, le Distributeur n'a pas modifié son hypothèse habituelle de M-5 en mode prévisionnel, mais il convient que de telles quantités résiduelles d'énergie pourraient être revendues à des prix supérieurs à M-5. Le Distributeur soumet toutefois que l'impact de cette hypothèse sur les coûts d'approvisionnements de 2011 n'est que de 8 k\$.

Par ailleurs, le Distribution rappelle que les écarts de coûts d'approvisionnements sont reflétés dans le compte de *pass-on*.

- 19. Références :** (i) B-1-HQD-5, document 1, page 8;
(ii) R-3644-2007, B-8-HQD-15, document 1, page 18;
(iii) R-3644-2007, B-8-HQD-15, document 1, page 20.

Préambule :

- (i) « Le Distributeur a procédé à un appel d'offres pour la revente [en 2010] de la majorité de ses surplus, soit environ 800 GWh. Les surplus résiduels sont écoulés par des transactions bilatérales ».
- (ii) Tableau R-11.1 – Revente réalisée et anticipée.
- (iii) Tableau R-11.2 – Détails des appels d'offres tenus à ce jour.

Demandes :

- 19.1** Veuillez présenter le détail des activités de revente réelles (janvier à août 2010) et anticipées (septembre à décembre 2010), selon le modèle indiqué à la référence (ii).

Réponse :

**Tableau R-19.1
Détail des activités de revente en 2010**

<u>Reventes 2010</u>	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
	<i>Réelles</i>					<i>Prévisionnelles</i>				
Ventes totales										
Ventes totales en MWh (incluant les pertes)	124 577	119 379	119 296	119 744	115 543	112 166	120 849	0	65 414	896 968
Revenus totaux (k\$CA)	3 578,16 \$	3 441,34 \$	3 502,58 \$	3 524,68 \$	3 316,48 \$	3 220,37 \$	3 457,90 \$	- \$	1 830,66 \$	25 872
Revenu moyen (\$CA/MWh)	28,72 \$	28,83 \$	29,36 \$	29,44 \$	28,70 \$	28,71 \$	28,61 \$	- \$	27,99 \$	28,84 \$
Appels d'offres										
Ventes A/O en MWh (incluant les pertes)	111 465	115 491	111 816	115 544	115 543	111 816	115 543			797 218
Revenus (k\$CA)	3 199,40 \$	3 314,98 \$	3 209,50 \$	3 316,48 \$	3 316,48 \$	3 209,50 \$	3 316,48 \$			22 883
Revenu moyen (\$CA/MWh)	28,70 \$	28,70 \$	28,70 \$	28,70 \$	28,70 \$	28,70 \$	28,70 \$			28,70 \$
Ventes bilatérales										
Ventes bilat. en MWh (incluant les pertes)	13 112	3 888	7 480	4 200	0					28 680
Revenus (k\$CA)	378,75 \$	126,36 \$	293,08 \$	208,20 \$	- \$					1 006
Revenu moyen (\$CA/MWh)	28,89 \$	32,50 \$	39,18 \$	49,57 \$	- \$					35,09 \$
Ventes DAM										
Ventes DAM en MWh (incluant les pertes)										0
Revenus (k\$CA)										0
Revenu moyen (\$CA/MWh)										- \$

Notes
Les données de janvier à août correspondent aux données réelles
Les ventes de septembre à décembre correspondent aux ventes prévues au 1^{er} septembre
Ces ventes sont toutes réalisées à la zone M du NYISO. Les prix à terme correspondent aux prix zone M - 5\$.

- 19.2** Veuillez présenter le détail des appels d'offres que le Distributeur a tenus à ce jour en 2010, selon le modèle indiqué à la référence (iii).

Réponse :

**Tableau R-19.12
Détail des appels d'offres à ce jour en 2010**

	Dates		Produits offerts	Quantités offertes par période de livraison		Offres reçues	Quantités attribuées	Prix de chaque bloc attribué (\$US/MWh)			Prix à terme [note 1]		
	Émission	Attribution		Période	Quantité (MW)			1	2	3	NY zone M	Phil	
1	26 mars 2010	1 avril 2010	Pointe	1 avril 2010 au 30 octobre 2010	100	2	-	-	-	-	-	-	
	26 mars 2010	1 avril 2010	Hors pointe	1 avril 2010 au 30 octobre 2010	250	5	-	-	-	-	-	-	
	26 mars 2010	1 avril 2010	24 heures	1 avril 2010 au 30 octobre 2010	300	6	150	29,05	28,55	28,50	32,66	32,70	
							<i>points de livraison</i>			<i>HQT</i>	<i>HQT</i>	<i>HQT</i>	

Note (1) : Prix à termes disponibles au moment de réaliser l'appel d'offre.
 Pour les deux marchés, des frais de courtage de 0,75 \$US/MWh sont retirés de même que les frais de transits applicables à chaque marché (c'est-à-dire 0,18 \$ pour NY et 4,03 \$ pour NE)
 Les prix à termes doivent être ajustés des pertes et des frais de transport afin de pouvoir les comparer aux prix des offres retenus au point HQT.

- 20. Références :**
- (i) B-1-HQD-5, document 1, page 9;
 - (ii) B-1-HQD-5, document 1, page 13;
 - (iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 2, page 5.

Préambule :

- (i) « Les besoins en puissance prévus pour la pointe d'hiver 2010-2011 sont de 36 625 MW, une hausse de 575 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2009-2010. Considérant la réserve requise de 3 627 MW, les besoins en puissance au-delà de l'électricité patrimoniale devraient s'élever à 2 810 MW ».
- (ii) Tableau 5 – Volume des approvisionnements postpatrimoniaux en puissance.
- (iii) Tableaux 0.1c et 0.1d – Bilan en puissance, avant et après amendements aux conventions, selon la révision de mai 2010 – en TWh.

Demandes :

20.1 Pour 2010-2011, veuillez expliquer l'écart entre les besoins postpatrimoniaux en puissance de 2 810 TWh inscrits au dossier tarifaire et ceux de 2 619 TWh inscrits au dossier R-3726-2010.

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1.

20.2 Veuillez indiquer le coût prévu de chacun des contrats d'approvisionnements postpatrimoniaux en puissance pour 2010-2011 (M\$ et \$/MW).

Réponse :

L'électricité interruptible et la puissance achetée sur les marchés de court terme sont les deux seuls approvisionnements postpatrimoniaux

déployés par le Distributeur afin de répondre spécifiquement à ses besoins en puissance.

Électricité interruptible : $850 \text{ MW} * 2,125 \text{ \$/kW-mois} * 4 = 7,2 \text{ M\$}$
UCAP : $130 \text{ MW} * 2,55 \text{ \$/kW-mois} * 2 \text{ (janvier et février)} = \frac{0,7 \text{ M\$}}{7,9 \text{ M\$}}$

- 21. Références :**
- (i) B-1-HQD-5, document 1, page 14;
 - (ii) B-1-HQD-5, document 1, page 14, note 9;
 - (iii) B-1-HQD-5, document 1, page 15;
 - (iv) B-1-HQD-2, document 4, page 5;
 - (v) R-3726-2010, B-1-HQD-1, document 1, page 25.

Préambule :

- (i) « *Enfin, les revenus de revente sont négligeables. Ils sont estimés à 50 k\$ en 2011, pour un prix unitaire de 28,0 \\$/MWh. Ils seraient de 2,6 M\$, pour un prix unitaire de 15,4 \\$/MWh, si tous les surplus étaient revendus sur le marché de court terme, même lorsque le prix de revente est inférieur au prix de l'électricité patrimoniale* ».
- (ii) « *L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des revenus de revente est basée sur la moyenne des prix à terme («forward») de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2010* ».
- (iii) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.
- (iv) « *Le revenu net des reventes est estimé selon la même méthode que celle utilisée lors de la demande R-3708-2009 (HQD-2, Document 5). La période de référence pour les prix à terme a été mise à jour et s'établit, dans le présent dossier, de mai 2009 à avril 2010* ».
- (v) « *Prix de l'énergie de court terme : Pour les années 2010 à 2012, le prix est basé sur la moyenne des prix à terme du NYMEX, du 3 mars 2009 au 2 mars 2010, à la zone A du marché de New York* ».

Demandes :

- 21.1** Veuillez présenter les hypothèses retenues et les calculs établissant les estimés des revenus de revente de 50 k\$ et de 2,6 M\$.

Réponse :

Aux fins d'établissement des coûts d'approvisionnements pour l'année 2011, le Distributeur réduit l'utilisation de l'électricité patrimoniale lorsque pour une heure donnée le prix auquel serait revendue l'énergie

en surplus est inférieur à celui de l'électricité patrimoniale. Compte tenu du faible niveau des prix de marché prévu pour 2011, les quantités résiduelles à revendre sont négligeables (1,6 GWh) et le revenu de revente moyen est supérieur au prix de l'électricité patrimoniale (28 \$/MWh, comparativement à 25,75 \$/MWh pour l'électricité patrimoniale, excluant les pertes).

Si le Distributeur avait planifié revendre ses surplus indépendamment du niveau des prix de marché, le volume d'énergie en surplus revendu aurait été d'environ 170 GWh, mais à un prix moyen de 15,4 \$/MWh puisque la majorité des surplus auraient dû être revendus durant les heures où le prix de revente est inférieur au prix de l'électricité patrimoniale.

- 21.2** Veuillez justifier l'utilisation d'une moyenne mensuelle (avril 2010) des prix à terme de la zone M du NYISO plutôt qu'une moyenne annuelle (mai 2009 à avril 2010) de ces prix, et ce, tel qu'utilisée aux références (iv) et (v).

Réponse :

Aux fins d'établissement des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année témoin, l'utilisation de la moyenne des prix du mois d'avril apparaît préférable à une lecture d'une seule journée (comme le faisait le Distributeur ces dernières années dans le cadre de ses dossiers tarifaires). Cela permet en outre d'obtenir des prix qui sont sur une même base que ceux utilisés pour estimer le coût des achats de combustibles en réseaux autonomes.

Le choix d'une plus longue période de référence (1 an par exemple) convient davantage pour les analyses économiques présentées dans le cadre de certains dossiers d'approvisionnement du Distributeur, déposés à la Régie, qui portent sur une très longue période et dont les conclusions sont sensibles à la stabilité des signaux de prix utilisés.

- 21.3** Veuillez reproduire le tableau de la référence (iii) en utilisant la moyenne des prix à terme du NYMEX, de mai 2009 à avril 2010, à la zone A du marché de New York. Veuillez présenter les calculs établissant le coût d'achat d'énergie de court terme ainsi que le prix de revente d'énergie.

Réponse :

Le tableau R-21-3 présente les coûts d'approvisionnement sur le base de la moyenne des prix à terme du NYMEX de mai 2009 à avril 2010. Le Distributeur tient toutefois à rappeler que l'utilisation d'une plus longue période de référence, un an dans ce cas-ci, lui apparaît appropriée dans

les dossiers portant sur une longue période, afin d'obtenir la stabilité souhaitée pour ce type d'analyse et dans d'autres dossiers d'approvisionnement, notamment ceux relatifs à la suspension des activités de la centrale de TCE, dont la portée nécessite l'utilisation d'un signal stable relatif aux prix de l'électricité et du gaz naturel. En ce qui concerne les dossiers tarifaires, l'objectif est essentiellement d'avoir l'information la plus contemporaine et représentative de l'année témoin projetée.

Le Distributeur ne juge donc pas pertinent d'utiliser une longue période de référence pour évaluer les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux dans un dossier tarifaire.

Tableau R-21.3
Coûts d'approvisionnements de 2011
Prix du NYMEX : mai 2009 à avril 2010

	2011 Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	5,771	538,3	93,3
COURT TERME	0,401	29,8	74,3
Achats d'énergie	0,402	21,9	54,5
Reventes d'énergie	-0,002	-0,1	35,5
Achats de puissance	s.o.	7,9	
SERVICE DE TRANSPORT			
TOTAL	6,172	568,0	92,0

21.4 À la référence (i), veuillez préciser à quelle quantité de surplus fait référence le Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.

- 22. Références :**
- (i) B-1-HQD-5, document 1, page 15;
 - (ii) Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution, version du 11 juin 2010, page 8;
 - (iii) Décision D-2007-134, dossier R-3649-2007, page 13;
 - (iv) R-3708-2009, B-5-HQD-13, document 1, pages 41 à 43.

Préambule :

- (i) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.
- (ii) *« Détailler le prix de l'électricité postpatrimoniale, en précisant les contrats d'approvisionnement, les prix et la méthode d'établissement des prix par contrat ou par combinaison de contrats et au total. Inclure le calcul des pertes et du taux de change ».*
- (iii) *« Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur d'identifier spécifiquement, dans chacun de ses dossiers tarifaires concernés à venir, les indemnités à verser à TCE en application des articles 25 et 26 de l'Entente finale, en regard des modifications tarifaires de Gaz Métro. La Régie statuera dans chaque cas sur l'opportunité d'inclure ces coûts aux revenus requis du Distributeur ».*
- (iv) Tableaux R-17.1-A, R-17.1-B, R-17.1-C, Volume et coût des approvisionnements postpatrimoniaux 2008, 2009, 2010.

Demandes :

- 22.1** Conformément à la référence (ii), veuillez indiquer le coût prévu de chacun des contrats d'approvisionnements postpatrimoniaux pour les années 2009, 2010 et 2011, sous format des tableaux de la référence (iv).

Réponse :

Le détail des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux est produit au tableau R-22.1.

Une version complète du tableau est jointe sous pli confidentiel en raison de l'obligation de confidentialité à laquelle est tenu le Distributeur en vertu de certains contrats.

Tableau R-22.1
Volume et coût des approvisionnements postpatrimoniaux
2009, 2010 et 2011

	2009 ¹			2010			2011		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	2,302	305,8	132,8	3,049	379,8	124,6	5,771	549,1	95,1
TCE ²	-			-			-		
HQP	1,033	63,8	61,8	1,482	143,6	96,9	4,003	268,1	67,0
Base	0,496	25,3	51,1	0,628	72,2	114,9	2,446	171,0	69,9
dont transaction avec HQP				-1,925	21,9	-11,4	-1,827	19,7	-10,8
dont puissance garantie des rappels								4,3	
Cyclable	0,458	26,2	57,1	0,815	60,2	73,8	1,557	97,1	62,3
Intégration éolienne	0,079	12,3	12,6	0,039	11,2	8,4		8,9	5,8
Bowater	0,095			0,034			-	-	-
Kruger	0,130			0,135			0,133		
Tembec	0,061	5,6	92,2	0,066	6,1	92,4	0,067	6,1	91,2
Éolien I (A/O 2003-02)	0,983			1,332			1,444		
Baie des Sables ³	0,284			0,324			0,336		
Anse-à-Valleau ³	0,279			0,298			0,308		
Carleton ³	0,343			0,344			0,336		
St-Ulric ³	0,078	3,7	47,2	0,366	19,7	53,8	0,397	23,3	58,6
Les Méchins	-	-3,0	0,0						
Mont-Louis							0,026	1,7	65,1
Montagne Sèche							0,015		
Gros-Morne (phase 1)							0,026		
Éolien II (A/O 2005-03)							0,103	11,3	109,6
Le Plateau							0,036	4,0	111,3
de l'Érable							0,026	3,4	130,6
des Moulins							0,041	3,8	94,6
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)							0,022	2,0	91,1
COURT TERME	0,557	79,3	142,3	-0,699	-6,8	9,7	0,401	27,3	68,1
Achats d'énergie ⁴	1,161	92,2	79,5	0,114	8,9	77,9	0,402	19,4	48,3
Reventes d'énergie	-0,603	-19,0	31,6	-0,813	-23,6	29,0	-0,002	0,0	28,0
Achats de puissance	s.o.	6,2		s.o.	7,9		s.o.	7,9	
SERVICE DE TRANSPORT		4,7			0,0				
TOTAL	2,860	389,9	136,3	2,350	373,0	158,7	6,172	576,4	93,4

Note 1 : Le réel inclut une perte de 3,9 M\$ provenant des positions de couverture prises sur le prix du gaz et la taux de change.

Note 2 : L'écart entre le coût associé au contrat de TCE pour 2009 au tableau A-1 et celui présenté dans le Rapport annuel 2009 s'explique par des gains et pertes sur les instruments financiers.

Note 3 : Incluant 75% de la subvention du programme ÉcoÉnergie de 10 \$/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011.

Note 4 : L'achat d'énergie en 2009 inclut 4,1 M\$ pour l'électricité interruptible dont 2,2 M\$ attribuables aux demandes exceptionnelles d'interruption.

- 22.2** Veuillez assurer le suivi demandé à la référence (iii). Le cas échéant, veuillez fournir le détail des calculs sous pli confidentiel.

Réponse :

Le Distributeur ne verse pas d'indemnités à TCE en application des articles 25 et 26 de l'Entente finale.

- 23. Références :** (i) B-1-HQD-5, document 1, pages 6 et 7;
(ii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 1, pages 7 et 8.

Préambule :

- (i) *« Toutefois, compte tenu des quantités impliquées et dans la perspective d'atténuer les impacts sur les coûts d'approvisionnements, le Distributeur et le Producteur ont convenu d'une transaction de nature financière, réalisée en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties, concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées.*

Ainsi, lorsque les livraisons d'énergie du contrat de base ne sont pas requises pour ses propres besoins et que le prix de l'énergie prévu au contrat est supérieur au prix de référence, défini comme étant le prix de l'électricité à la zone M du NYISO moins l'ajustement de 5 \$/MWh, le Distributeur paie au Producteur la différence de prix pour la portion du 350 MW dont le Distributeur ne prend pas livraison. À l'inverse, lorsque le prix de l'énergie prévu au contrat est inférieur au prix de référence, le Producteur effectue un paiement au Distributeur.

[...]

En 2010, la valeur de la transaction est estimée à 21,9 M\$, correspondant à 1,9 TWh d'énergie du contrat de base. Compte tenu des coûts évités de la transaction, le Distributeur estime que cette dernière lui procure un gain d'environ 22 M\$ par rapport à un scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme ».

- (ii) Tableau 2.2b – Détail de l'analyse économique suite à la révision des besoins de mai 2010.

Demandes :

- 23.1** Veuillez identifier la transaction financière dans le dossier R-3726-2010, notamment à la référence (ii).

Réponse :

Cette transaction avec le Producteur n'a pas été intégrée au dossier R-3726-2010.

23.2 Veuillez justifier cette transaction financière dans le contexte où le dossier R-3726-2010, incluant sa mise à jour en juin 2010, n'en tenait pas compte.

Réponse :

En réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie dans le dossier R-3726-2010, le Distributeur mentionne que la diminution additionnelle de la demande observée dans la révision de mai l'obligera «à tenir compte de l'impact du solde du compte d'énergie différée à l'échéance lors de ses décisions de procéder à des reports et des rappels d'énergie.» Cette transaction avec le Producteur concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées était déjà considérée comme un moyen de gestion du solde du compte au moment de déposer les réponses le 10 juin 2010. Ainsi, le Distributeur a dès lors mentionné que de tels moyens seraient intégrés aux dossiers tarifaires de chacune des années visées lorsque requis.

Enfin, le dossier R-3726-2010 n'était pas la tribune appropriée pour introduire ces nouvelles opérations qui n'étaient pas de nature à affecter les conclusions des analyses déposées à l'appui de la demande d'approbation des amendements aux Conventions d'énergie différée.

23.3 Veuillez indiquer la date où le Distributeur a donné un préavis au Producteur. Veuillez également indiquer le délai de confirmation dont disposait le Producteur. Ce préavis et délai de confirmation sont-ils conformes aux clauses des contrats d'approvisionnement conclues entre le Distributeur et le Producteur ?

Réponse :

Un premier préavis a été envoyé au Producteur le 31 mars, conformément aux délais prescrits, pour la période de mai à septembre. À la lumière des mises à jour de la prévision de la demande au cours du mois d'avril, le Distributeur a émis un préavis amendé le 30 avril dans lequel il indique au Producteur qu'il souhaite modifier le préavis précédent et ne pas différer l'énergie des contrats de base et cyclable.

23.4 Veuillez présenter les motifs pour lesquels le Distributeur n'a pas procédé par appel d'offres pour revendre ces quantités d'énergie.

Réponse :

Dès que le Distributeur a jugé opportun de cesser de différer l'énergie des contrats de base et cyclable, il a entrepris des démarches auprès du Producteur afin de trouver une solution profitable pour les deux parties. Du point de vue du Distributeur, les discussions ont été guidées par un besoin de flexibilité permettant d'éviter de revendre des quantités d'énergie devant être rachetées au cours de certaines heures compte tenu des aléas des besoins à satisfaire. La transaction qui en a résulté consiste à faire un règlement financier des quantités non requises par le Distributeur des contrats de base et cyclable, et ce, en fonction d'un délai pouvant aller jusqu'à deux heures avant l'heure de livraison. En considérant l'importance des volumes horaires en jeu, une telle transaction, qui permet de surcroît de rendre cyclable le contrat de base, n'aurait pu être réalisée avec une autre contrepartie.

De plus, la transaction de nature financière (règlement financier) portant sur les quantités non requises en fonction d'un indice du marché de référence assure le Distributeur qu'il ne pourrait pas revendre ces quantités à des conditions plus avantageuses.

23.5 Veuillez présenter le calcul de la valeur de la transaction de 21,9 M\$, ainsi que le calcul se rattachant au scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme.

Réponse :

Si le Distributeur avait revendu sur les marchés l'énergie du contrat de base ne pouvant plus être différée, il aurait assumé une perte de 21,9 M\$ attribuable au prix de revente inférieur au prix de l'énergie du contrat de base, ainsi qu'un montant de 21,9 M\$ à titre de frais de reventes. Le gain associé à la transaction réalisée avec le Producteur correspond donc au total de ces frais de reventes évités.

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

Calcul du montant relatif à la transaction financière pour 2010

	<u>MAI</u>	<u>JUN</u>	<u>JUL</u>	<u>AOÛ</u>	<u>SEP</u>	<u>OCT</u>	<u>NOV</u>	<u>DÉC</u>	Total
Prix de l'énergie du contrat de base <u>moins</u> prix de référence (\$CA / MWh)	13,21	12,08	9,80	10,28	12,03	10,97	11,54	11,26	(a)
Quantités faisant l'objet de la transaction (TWh)	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	0,26	1,93 (b)
Montant relatif à la transaction financière pour 2011 (M\$) - (a) * (b)	3,09	2,74	2,33	2,47	2,84	2,64	2,87	2,93	21,93

Calcul du gain associé à la transaction financière pour 2010

Frais évités (\$/MWh)	11,36 (a)
Non récupération des frais de transport	8,63
Pertes	1,80
Frais d'entrée	0,18
Frais de courtage	0,75
Quantités faisant l'objet de la transaction (TWh)	1,93 (b)
Gain associé à la transaction financière pour 2010 (M\$) - (a) * (b)	21,9

- 24. Références :** (i) B-1-HQD-5, document 1, page 11;
(ii) B-1-HQD-5, document 1, page 14;
(iii) R-3726-2010, B-3-HQD-2, document 1, pages 7 et 8.

Préambule :

- (i) « Deuxièmement, compte tenu de la diminution de la demande à long terme et du risque élevé de ne pas pouvoir ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à l'échéance des conventions, le Distributeur ne prévoit pas différer d'énergie en 2011. Il entend plutôt conclure des transactions de nature financière avec le Producteur pour les quantités d'énergie des contrats de base et cyclable qui ne seront pas différées et qui seraient autrement revendues sur les marchés de court terme. Le Distributeur prendra ainsi livraison de l'énergie des contrats en base et cyclable au besoin, notamment en période d'hiver ».
- (ii) « Tel que mentionné à la section 2.2.1, le Distributeur reconduira en 2011 les transactions de nature financière avec Hydro-Québec Production concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées. À ce titre, un montant de 19,7 M\$ est inclus dans les coûts des approvisionnements de l'année 2011, correspondant à 1,8 TWh du contrat comportant des livraisons en base. Le Distributeur estime que ces transactions lui procureront un gain d'environ 21 M\$ par rapport à un scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme ».
- (iii) Tableau 2.2b – Détail de l'analyse économique suite à la révision des besoins de mai 2010.

Demandes :

24.1 Veuillez préciser et justifier les transactions financières à venir entre le Distributeur et le Producteur.

Réponse :

Selon les besoins prévus sur l'horizon des conventions d'énergie différée, le Distributeur prévoit utiliser de telles transactions en 2011. Cependant, le renouvellement des transactions sera sujet à une réévaluation lors de chacune des dates de préavis prévues aux conventions d'énergie différée, conformément aux délais prescrits, à la lumière de l'information la plus à jour sur l'évolution de la prévision de la demande.

En date du présent dossier, les coûts d'approvisionnement pour 2011 intègrent un montant de 19,7 M\$ à titre de prévision de coût relatif aux transactions à convenir avec le Producteur.

24.2 Veuillez identifier les facteurs qui amèneront le Distributeur à donner des préavis au Producteur. Veuillez également indiquer les délais de confirmation dont disposera le Producteur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.1.

24.3 Veuillez préciser si le Distributeur entend procéder par appels d'offres pour revendre ces quantités d'énergie en 2011. Dans la négative, veuillez justifier.

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.4.

24.4 Veuillez présenter le calcul de la valeur de la transaction de 19,7 M\$, ainsi que le calcul se rattachant au scénario hypothétique de revente sur les marchés de court terme.

Réponse :

Si le Distributeur avait revendu sur les marchés l'énergie du contrat de base ne pouvant plus être différée, il aurait assumé une perte de 19,7 M\$ attribuable au prix de revente inférieur au prix de l'énergie du contrat de base, ainsi qu'un montant de 21,1 M\$ à titre de frais de reventes.

Calcul du montant relatif à la transaction financière pour 2011

	JAN	FEV	MAR	AVR	MAI	JUN	JUL	AOU	SEP	OCT	NOV	DEC	Total
Prix de l'énergie du contrat de base <u>moins</u> prix de référence (\$CA / MWh)	6,50	6,22	11,22	11,57	13,80	12,46	8,50	7,44	11,96	10,86	10,67	10,86	(a)
Quantités faisant l'objet de la transaction (TWh)	0,01	0,01	0,05	0,15	0,25	0,25	0,26	0,26	0,24	0,22	0,10	0,03	1,83 (b)
Montant relatif à la transaction financière pour 2011 (M\$) - (a) * (b)	0,09	0,09	0,58	1,73	3,39	3,11	2,18	1,90	2,92	2,38	1,07	0,29	19,73

Calcul du gain associé à la transaction financière pour 2011

Frais évités (\$/MWh)	11,54 (a)
Non récupération des frais de transport	8,63
Pertes	1,98
Frais d'entrée	0,18
Frais de courtage	0,75
Quantités faisant l'objet de la transaction (TWh)	1,83 (b)
Gain associé à la transaction financière pour 2011 (M\$) - (a) * (b)	21,1

COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE

- 25. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, pages 6, 7 et 10;
(ii) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe B, page 29.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente des charges d'exploitation de 1 352,4 M\$ pour l'année témoin 2011, en hausse de 24,5 M\$ (1,8 %) par rapport au montant autorisé en 2010 et en hausse de 79,6 M\$ (6,3 %) par rapport à l'année de base en 2010.

Le Distributeur indique que pour l'analyse de l'évolution des charges d'exploitation, il est important de distinguer la contribution des charges sous le contrôle du Distributeur de celle plus spécifique liée à des charges ponctuelles ou hors de son contrôle direct.

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

(en M\$)	2009 Réal	2010 D-2010- 22	4/8 2010	2011	Ecart 2011p/r D-2010-22	Écart 2011p/r 4/8 2010
Activités de base	1 155,9	1 214,1	1 195,1	1	15,1 (1,2%)	34,1 (2,9%)
Éléments spécifiques	62,0	113,8	77,7	229,2 123,2	9,4 (8,3%)	45,5 (59%)
Charges d'exploitation	1 217,9	1 327,9	1 272,8	1 352,4	24,5 (1,8%)	79,6 (6,3%)

Note : Ces données ont été redressées pour tenir compte des reclassements vers les activités de base demandés en 2011.

Source: HQD-7, document 1, pages 6, 7 et 10.

- (ii) Le Distributeur présente à l'annexe B l'établissement des charges d'exploitation 2011 des activités de base, selon sa formule paramétrique, dont le point de départ est le montant autorisé en 2010 (reclassé) de 1 214,1 M\$.

Demandes :

- 25.1** N'eut été de la dépense additionnelle des mauvaises créances de la clientèle grande puissance de 16,1 M\$ (HQD-7, document 4, page 3) inclus dans le montant des activités de base de l'année de base 2010, veuillez confirmer que la hausse aurait été de 50,2 M\$ (4,2%) en 2011 par rapport au montant de l'année de base 2010. Veuillez expliquer la hausse des charges d'exploitation des activités de base de 50,2 M\$ entre l'année de base 2010 et l'année témoin 2011.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

La variation de 50,2 M\$ de l'enveloppe de charges d'exploitation entre l'année de base 2010 et l'année témoin 2011 s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- **Croissance de l'ordre de 18 M\$ de l'enveloppe de charges d'exploitation découlant de l'application des facteurs paramétriques (progression salariale, inflation, croissance liée aux nouveaux abonnements, compensées en partie par les gains d'efficience) ;**
- **Augmentation de 4,2 M\$ des éléments de conciliation statutaire-réglementaire (rendement des fournisseurs, frais corporatifs et récupérations de coûts) évalués à 87,7 M\$ pour l'année de base 2010 comparativement à 91,9 M\$ pour l'année témoin 2011 ;**
- **Croissance de 10 M\$ associée au plan de renouvellement de la main-d'œuvre des activités liées au réseau de distribution ;**
- **Augmentation de l'ordre de 5 M\$ attribuable aux éléments spécifiques reclassés vers l'enveloppe de charges d'exploitation (voir HQD-7, document 1, page 21) dont principalement les mesures**

de sécurité cybernétique et la stratégie pour la clientèle à faible revenu ;

- Hausse des charges de services partagés pour une valeur approximative de 10 M\$.

Le Distributeur souligne que les gains d'efficience plus importants qu'escomptés réalisés en 2010 découlant principalement de l'optimisation des processus d'affaires des activités liées aux services à la clientèle permettent d'absorber, en 2011, la hausse engendrée par les trois derniers éléments. De plus, les gains contribuent à la hausse de la cible d'efficience globale découlant d'actions de gestion courante. Ce faisant, ces gains récurrents sont entièrement pris en compte dans l'établissement des revenus requis de 2011.

25.2 Veuillez refaire le calcul de l'année témoin 2011 des charges d'exploitation des activités de base selon la formule paramétrique (référence (ii)) en considérant le montant de l'année de base 2010 (excluant la dépense additionnelle des mauvaises créances de la clientèle grande puissance de 16,1 M\$) comme point de départ. Présenter le même niveau de détail que le tableau à l'annexe B.

Réponse :

**Tableau R-25.2
Scénario 1 – Établissement des charges d'exploitation à partir de
l'année de base 2010 (M\$)**

		2011
CONCILIATION DE RÉGLEMENTAIRE À STATUTAIRE - ANNÉE PRÉCÉDENTE		
Charges d'exploitation à des fins réglementaires		1 195,1
Éléments de conciliation		
- Rendement des fournisseurs		-11,6
- Frais corporatifs		-37,4
- Récupérations de coûts		-38,7
- Mauvaise créance - clientèle grande puissance		-16,1
		-103,8
Charges d'exploitation à des fins statutaires		1 091,3
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DE CHARGES D'EXPLOITATION		
Charges d'exploitation à des fins statutaires - année précédente		1 091,3
Démarche de planification		
Facteur de progression combiné des charges (2,3 % en 2011)		25,2
Gains d'efficacité - actions de gestion courante <i>(cible de 2 % en 2011)</i>		-21,8
Gains supplémentaires SIC		-1,4
Facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements		15,6
		17,6
Charges d'exploitation à des fins statutaires - année courante		1 108,9
CONCILIATION DE STATUTAIRE À RÉGLEMENTAIRE - ANNÉE COURANTE		
Charges d'exploitation à des fins statutaires		1 108,9
Éléments de conciliation		
+ Rendement des fournisseurs		12,3
+ Frais corporatifs		42,0
+ Récupérations de coûts		37,6
		91,9
Charges d'exploitation à des fins réglementaires		1 200,8

25.3 Veuillez refaire le calcul de l'année de base 2010 et l'année témoin 2011 des charges d'exploitation des activités de base selon la formule paramétrique (référence (ii)) en considérant le montant de l'année historique 2009 comme point de départ. Présenter le même niveau de détail que le tableau à l'annexe B.

Réponse :

**Tableau R-25.3
Scénario 2 – Établissement des charges d'exploitation à partir de
l'année historique 2009 (M\$)**

	2010	2011	Variation
CONCILIATION DE RÉGLEMENTAIRE À STATUTAIRE - ANNÉE PRÉCÉDENTE			
Charges d'exploitation à des fins réglementaires	1 155,9	1 182,8	2,3%
Éléments de conciliation			
- Rendement des fournisseurs	-8,3	-11,6	
- Frais corporatifs	-32,1	-37,4	
- Récupérations de coûts	<u>-40,4</u>	<u>-38,7</u>	
	-80,8	-87,7	
Charges d'exploitation à des fins statutaires	1 075,1	1 095,1	1,9%
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DE CHARGES D'EXPLOITATION			
Charges d'exploitation à des fins statutaires - année précédente	1 075,1	1 095,1	1,9%
Démarche de planification			
Facteur de progression combiné des charges <i>(2,5 % en 2010 et 2,3 % en 2011)</i>	26,9	25,3	
Gains d'efficacité - actions de gestion courante <i>(cible de 1,25 % en 2010 et de 2 % en 2011)</i>	-13,4	-21,9	
Gains supplémentaires SIC	-2,7	-1,4	
Facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements	<u>9,2</u>	<u>15,7</u>	
	20,0	17,7	
Charges d'exploitation à des fins statutaires - année courante	1 095,1	1 112,7	1,6%
CONCILIATION DE STATUTAIRE À RÉGLEMENTAIRE - ANNÉE COURANTE			
Charges d'exploitation à des fins statutaires	1 095,1	1 112,7	1,6%
Éléments de conciliation			
+ Rendement des fournisseurs	11,6	12,3	
+ Frais corporatifs	37,4	42,0	
+ Récupérations de coûts	<u>38,7</u>	<u>37,6</u>	
	87,7	91,9	
Charges d'exploitation à des fins réglementaires	1 182,8	1 204,6	1,9%

- 26. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 10, tableau 3;
(ii) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 13.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 3 les éléments spécifiques des charges d'exploitation (en M\$), dont l'élément spécifique relié au coût de retraite.

Description	Année historique 2009	D-2010-022	Année de base 2010	Année témoin 2011	Variation D-2010-022 vs 2011
Coût de retraite	25,7	55,6	17,8	67,3	11,7

- (ii) « Coût constaté au titre des prestations constituées (coût de retraite) :

Le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuaire conseil.

La diminution du coût de retraite 2010 par rapport au coût 2009 s'explique par les rendements élevés de la caisse de retraite réalisés en 2009, atténués par l'effet du lissage de la valeur de l'actif ainsi que par la baisse des taux d'intérêt des obligations corporatives AA qui ont servi à établir le taux d'actualisation au 31 décembre 2009.

La diminution observée entre le montant autorisé pour 2010 et celui de l'année de base s'explique également en grande partie par les rendements élevés de la caisse de retraite réalisés en 2009, ainsi que par la révision à la hausse du rendement prévu à long terme.

Le coût de retraite est évalué à 67,3 M\$ en 2011 soit un montant supérieur à celui autorisé pour 2010. Cette hausse est essentiellement attribuable à la baisse du taux d'actualisation anticipée aux fins de la prévision 2011. Cette hypothèse est toujours considérée la plus probable compte tenu de la baisse effective des taux d'intérêt des obligations corporatives AA depuis le 31 décembre 2009. La hausse du coût de retraite est aussi en partie attribuable à la perte actuarielle qui est amortie selon l'approche dite du « corridor » qui exige de constater dans le coût de retraite l'amortissement de la perte qui excède 10 % de l'actif ou de l'obligation du régime. En 2011, la perte actuarielle excède le « corridor », tandis qu'en 2010, elle se situe à l'intérieur de celui-ci et n'a donc aucun impact sur le coût de retraite 2010. »

Demandes :

- 26.1** Veuillez indiquer les dates des évaluations actuarielles réalisées par la firme externe d'actuaire conseil qui appuient le coût de retraite établi pour :

- l'année historique 2009;
- le montant autorisé 2009 (D-2010-022);
- l'année de base 2010;
- l'année témoin 2011.

Réponse :

Les dates des évaluations du coût de retraite établies par la firme externe d'actuaire conseil sont les suivantes :

Année historique 2009	31 décembre 2009 (produite le 26 janvier 2010)
Année autorisée 2010 (D-2010-022)	27 février 2009
Année de base 2010	10 mars 2010
Année témoin 2011	30 avril 2010

26.2 Veuillez expliquer l'augmentation du coût de retraite entre le montant de base 2010 (17,8 M\$) et le montant prévu en 2011 (67,3 M\$).

Réponse :

L'augmentation du coût de retraite s'explique essentiellement par la baisse du taux d'actualisation ainsi que par la révision des hypothèses de mortalité et de retraite effectuée en 2011. Ces hypothèses ont été redressées suite à des analyses réalisées par les actuaires du régime, afin de mieux refléter l'expérience du régime des cinq dernières années. De plus, les pertes actuarielles découlant de ces changements d'hypothèses font en sorte que le solde non amorti au 1^{er} janvier 2011 excède le « corridor »¹ entraînant par conséquent la constatation d'un amortissement dans le coût de retraite.

¹ L'approche dite du « corridor » exige de constater dans le coût de retraite l'amortissement de la perte qui excède 10 % de l'actif ou de l'obligation du régime.

26.3 Veuillez indiquer les hypothèses actuarielles, soit le taux d'actualisation, les taux d'intérêts des obligations corporatives AA, le taux de rendement des actifs de la caisse de retraite, le taux de croissance des salaires utilisés pour le coût de retraite de :

- l'année historique 2009;
- le montant autorisé 2009 (D-2010-022);
- l'année de base 2010;

- l'année témoin 2011.

Réponse :

Le tableau suivant présente les hypothèses actuarielles utilisées pour évaluer le coût de retraite.

**Tableau R-26.3
Hypothèses actuarielles utilisées pour le coût de retraite**

	Année historique 2009	Montant autorisé 2010 (D-2010-022)	Année de base 2010	Année témoin 2011
Coût de retraite	25,7 M\$	55,6 M\$	17,8 M\$	67,3 M\$
Taux d'actualisation	7,49 %	6,04 %	6,17 %	5,73 %
Taux d'intérêt des obligations corporatives AA	7,49 %	6,04 %	6,17 %	5,73 %
Taux de rendement attendu des actifs	6,25 %	6,25 %	6,75 %	6,75 %
Taux de croissance des salaires	2,86 %	2,86 %	2,97 %	3,09 %

26.4 Veuillez fournir le détail de la perte actuarielle et son amortissement qui contribue à la hausse prévue du coût de retraite en 2011 par rapport au montant autorisé en 2010.

Réponse :

La perte actuarielle non amortie au 1^{er} janvier 2011 est constituée du solde non amorti au 1^{er} janvier 2010, augmenté principalement de l'impact de la baisse du taux d'actualisation et de la révision des hypothèses de mortalité et de retraite. Au 1^{er} janvier 2011, la perte actuarielle en excédant du « corridor » est établie à 1 487 M\$ et l'amortissement constaté dans le coût de retraite 2011 est de 124 M\$.

26.5 Veuillez présenter un tableau sur l'évolution du coût de retraite sur la période 2004-2011 en précisant, pour chaque année, le coût de retraite de l'année témoin, l'année de base et l'année historique.

Réponse :

Le tableau R-26.5 présente l'évolution du coût de retraite sur la période 2004-2011.

Tableau R-26.5
Évolution du coût de retraite sur la période 2004-2011 (en M\$)

2004			2005			2006			2007		
Autorisé D-2004-47	Année de base	Année historique	Autorisé D-2005-34	Année de base	Année historique	Autorisé D-2006-34	Année de base	Année historique	Autorisé D-2007-12	Année de base	Année historique
(18,2)	-	-	18,2	48,7	47,8	70,5	96,8	87,9	96,8	90,5	98,3

2008			2009			2010		2011
Autorisé D-2008-024	Année de base	Année historique	Autorisé D-2009-016	Année de base	Année historique	Autorisé D-2010-022	Année de base	Année témoin
78,2	62,8	50,4	57,2	25,4	25,7	55,6	17,8	67,3

26.6 Veuillez commenter sur la volatilité des projections des coûts de retraite et sur les motifs qui rendent difficiles de faire des prévisions pour l'année témoin.

Réponse :

Au printemps, la projection du coût de retraite de l'année témoin est établie à partir d'un taux d'actualisation projeté qui est basé sur les taux d'intérêt des obligations corporatives AA ainsi que sur la valeur des actifs du régime à la date de mesure. Le coût de retraite selon l'évaluation actuarielle aux fins statutaires est établi au 31 décembre de l'année témoin. Il peut donc y avoir des écarts entre le montant projeté et le montant final, découlant principalement des écarts entre les taux d'actualisation et, dans une moindre mesure, des rendements des actifs de la caisse de retraite.

Ceci étant, le Distributeur constate que la somme cumulative des écarts entre les montants autorisés et les montants réels pour les six années pour lesquelles des données complètes sont disponibles, soit 2004 à 2009, est de l'ordre de - 7 M\$ (Voir tableau R-26.5 à la question précédente).

27. Référence : Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 50 et 51, tableau R-21.1.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau R-21.1 les composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec pour les années 2008 et 2009 comme suit :

« La ventilation par composante du coût de retraite n'est pas un exercice effectué par division. Le Régime de retraite d'Hydro-Québec (RRHQ) est le seul régime de retraite établi par la Société pour tous ses employés. L'obligation ainsi que le coût qui en découlent sont évalués périodiquement par une firme externe d'actuaire conseil. Le coût est par la suite réparti aux divisions de la Société en fonction de leur masse salariale respective.

Par conséquent, la quote-part du Distributeur est établie en fonction de sa masse salariale à partir du coût de retraite total de la Société. Le Distributeur n'est donc pas en mesure de fournir une ventilation par composante de son coût de retraite.

Tableau R-21.1

En millions de \$	2008 réel	2009 année de base
Coût des services rendus	285	162
Frais d'administration	31	32
Intérêts sur l'obligation	712	761
Rendement prévu des actifs	(803)	(798)
Amortissement de l'actif transitoire	(152)	(152)
Amortissement de la perte actuarielle nette	12	-
Amortissement du coût des services passés	50	50
Coût de retraite d'Hydro-Québec	135	55
Quote-part du Distributeur	45,0	18,5

Les variations observées au niveau des composantes « Coût des services rendus » et « Intérêts sur l'obligation » découlent de la hausse du taux d'actualisation.

Aux fins des projections, le coût de retraite n'est pas déterminé par composante. Il est établi globalement à partir des hypothèses les plus probables. »

Demandes :

27.1 Veuillez compléter le tableau 21.1 en présentant les composantes du coût de retraite de l'année historique 2009 et de l'année de base 2010. Veuillez expliquer les variations observées d'une année à l'autre.

Réponse :

Le tableau suivant présente les composantes du coût de retraite pour l'année historique 2009 et l'année de base 2010.

**Tableau R-27.1
Composantes du coût de retraite (M\$)**

	Année historique 2009	Année de base 2010
Coût des services rendus	161	229
Frais d'administration	30	34
Intérêts sur l'obligation	760	778
Rendement prévu des actifs	(787)	(918)
Amortissement de l'actif transitoire	(152)	(152)
Amortissement de la perte actuarielle nette	-	-
Amortissement du coût des services passés	50	50
Coût de retraite d'Hydro-Québec	62	21
Quote-part du Distributeur	19,7	6,6

Les variations observées au niveau des composantes « Coût des services rendus » et « Intérêts sur l'obligation » découlent de la baisse du taux d'actualisation. La hausse de la composante « Rendement prévu des actifs » découle des rendements élevés de la caisse de retraite réalisés en 2009 ainsi que de la révision à la hausse de cette hypothèse en 2010.

27.2 Étant donné qu'aux fins de projections le coût de retraite n'est pas déterminé par composante, veuillez indiquer comment la projection 2011 a été établie et indiquer les hypothèses utilisées.

Réponse :

Voir la réponse à la question 26.6.

27.3 Étant donné que le Régime de retraite d'Hydro-Québec (RRHQ) est le seul régime de retraite établi par la Société pour tous ses employés, est-ce que du point de vue statutaire le traitement comptable des avantages sociaux futurs de tous ses employés, dont ceux du Distributeur, sera conforme aux normes IFRS à partir du 1^{er} janvier 2011? Si oui, veuillez indiquer les principales différences entre le traitement actuel maintenu par les activités réglementées et celui des IFRS.

Réponse :

Le Conseil des normes comptables de l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) permet aux entités ayant des activités réglementées le report de la date obligatoire de première adoption des IFRS d'une année. En 2011, le traitement comptable des avantages sociaux futurs de la Société sera donc conforme aux principes comptables généralement reconnus du Canada, partie V, qui correspondent aux normes comptables actuellement en vigueur.

- 28. Références:**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 14, note 4;
 - (ii) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe B, page 29;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 6, tableau 1.

Préambule :

- (i) Le Distributeur indique que le coût de retraite est évalué à 67,3 M\$ en 2011, « *soit 51,9 M\$ pour la part du coût de retraite attribuée au Distributeur et 15,4 M\$ dans les charges de services partagés et attribuables à la part du coût de retraite assumée par les fournisseurs de services.* »
- (ii) Le Distributeur présente à l'annexe B, l'établissement des charges d'exploitation selon la formule paramétrique qui inclut des éléments de conciliation, soit le rendement des fournisseurs et les frais corporatifs de l'année précédente et de l'année courante.
- (iii) Le Distributeur présente au tableau 1 sa part du coût de retraite à 68,0 M\$ pour l'année témoin 2011.

Demandes :

- 28.1** Est-ce que l'élément spécifique relié au coût de retraite attribuable aux charges des services partagés et les fournisseurs de services est exclu des activités de base de la formule paramétrique, notamment pour les éléments de conciliation. Si non, veuillez redresser les données de la formule paramétrique.

Réponse :

Le coût de retraite assumé par les fournisseurs internes et intégré aux coûts des services facturés au Distributeur est inclus dans le calcul de l'élément spécifique et est donc exclu des activités de base.

28.2 Veuillez expliquer l'écart entre la part du coût de retraite attribuée au Distributeur de 51,9 M\$ (référence (i)) et celle présentée au tableau 1 de 68,0 M\$ (référence (iii)).

Réponse :

Tel que présenté à l'annexe C (HQD-7, document 1, p. 31), le tableau R-28.2 présente la conciliation de la charge de retraite entre l'élément spécifique présenté à la pièce HQD-7, document 1, p. 14 et les charges brutes directes du Distributeur (HQD-7, document 3, tableau 1, p. 6).

Tableau R-28.2

Conciliation de la charge de retraite pour l'année 2011 (en M\$)

Rubriques	Année Témoin 2011
Charges brutes directes du Distributeur	51,9
<i>Masse salariale (HQD-7, document 3, p. 6, tab. 1)</i>	68,0
<i>Prestations de travail (HQD-7, document 9, p. 4, tab. 2)</i>	(16,1)
Plus : Portion liée aux charges de services partagés	15,4
Coût de retraite lié aux éléments spécifiques <i>(HQD-7, document 1, p. 14, note 4)</i>	67,3

29. Référence : Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 11.

Préambule :

« Dans sa décision D-2010--022, la Régie fait part de sa préoccupation quant au nombre croissant d'éléments spécifiques année après année et demande au Distributeur de mieux baliser ce qui doit être considéré comme un élément spécifique en resserrant les critères.

Les critères considérés par le Distributeur pour déterminer si un nouveau coût doit être retenu comme un élément spécifique sont les suivants :

(...)

2. Coût découlant d'exigences externes telles que lois et obligations de prise en charge de réseaux (ex. : Schefferville) ;

(...)

À ces critères, le Distributeur propose d'ajouter un critère quantitatif fixant le seuil minimal des coûts totaux d'un nouvel élément spécifique à 2 M\$. »

Demandes :

29.1 Veuillez commenter sur la modification suivante du critère no 2 : Coût découlant de nouvelles exigences externes telles que lois et obligations de prise en charge de réseaux.

Réponse :

Cette proposition reflète l'esprit de l'énoncé du Distributeur.

29.2 Pourquoi avoir choisi 2 M\$ comme seuil minimal? Avec un seuil minimal de 2 M\$, quels sont les projets présentés au tableau 3 de la pièce B-1, HQD-7, document 1, page 10 qui ne se qualifieraient pas comme des éléments spécifiques.

Réponse :

En principe, les coûts jugés justes et raisonnables devraient pouvoir être récupérés intégralement.

Désirant limiter le nombre de nouveaux éléments spécifiques, le Distributeur a procédé à l'analyse des dossiers qui pourraient se qualifier à ce titre. Le nombre important de dossiers l'a amené à considérer un seuil minimal de 2 M\$ par année afin de concentrer ses efforts sur les plus importants.

Le Distributeur juge qu'un seuil supérieur à 2 M\$ ne permettrait pas la récupération de l'ensemble de ses coûts. L'impact monétaire cumulatif sur plusieurs années pourrait engendrer une pression non négligeable pour le Distributeur.

Dans l'hypothèse où le critère quantitatif fixant le seuil minimal des coûts totaux d'un nouvel élément spécifique à 2 M\$ avait existé dans les années antérieures, les projets suivants ne se seraient pas qualifiés :

- **Électrification du transport collectif**
- **Mise à jour du logiciel GE Smallworld.**

29.3 Afin de resserrer les critères d'un nouvel élément spécifique, pourquoi ne pas hausser le seuil à, par exemple, 5,0 M\$. Veuillez commenter.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas favorable à l'établissement d'un tel seuil monétaire. Voir la réponse à la question 29.2.

30. Référence : Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 12.

Préambule :

« Protection de l'environnement (Critères 2 et 3 de la Section 2.1.2.1)

Dans le souci d'optimiser ses interventions en matière de protection de l'environnement, plus particulièrement dans le domaine des contaminants, le Distributeur a déterminé que des efforts préalables de caractérisation étaient nécessaires afin d'établir, avec plus d'acuité, l'état des sites, évaluer l'envergure des interventions devant y être réalisées et procéder à la réhabilitation environnementale des propriétés où des impacts sur l'environnement ont été identifiés.

Ainsi, le Distributeur prévoit pour 2011 une enveloppe globale de 4,0 M\$ pour ces activités, correspondant aux coûts additionnels qui ne figuraient pas dans les revenus requis des années antérieures. Ce budget ne couvre pas le programme d'intervention sur les sites d'entreposage de bois traités (cours à poteaux) et les actifs pour lesquels un passif a été comptabilisé relativement à la mise hors service d'immobilisations dû à des obligations environnementales.

Les efforts financiers nécessaires à la réalisation de ces travaux seront réévalués annuellement en fonction des obligations légales, des problématiques identifiées et des résultats des travaux de l'année précédente. »
(Nous soulignons)

Demandes :

30.1 Veuillez indiquer quels sont les types de sites qui seront couverts par ce programme et la nature de la réhabilitation nécessaire.

Réponse :

Le programme vise l'ensemble des propriétés du Distributeur dont les terrains occupés par les centres de services, les centres administratifs, les centrales thermiques de même que les postes.

Les travaux qui seront réalisés dans le cadre de ce programme visent à :

- **Effectuer des évaluations sommaires de l'ensemble des propriétés afin d'identifier celles présentant des risques de contamination ;**
- **Dans les cas où des risques de contamination ont été identifiés, réaliser des travaux de caractérisation afin d'établir avec plus de**

précision l'état du site et évaluer l'envergure des interventions requises ;

- Procéder à la réhabilitation environnementale des propriétés où des impacts sur l'environnement ont été identifiés.

Ces travaux de réhabilitation incluent la décontamination des sols et des eaux souterraines, de même que la mise en place de mesures de contrôle, de confinement et de suivi de la contamination.

30.2 Veuillez élaborer sur les motifs pour lesquels le Distributeur prévoit lancer ce programme maintenant, en référence aux critères 2 et 3 mentionnés au préambule. En particulier :

- 1) Le Distributeur doit-il faire face à de nouvelles obligations légales?
- 2) Les problématiques identifiées sont-elles nouvelles?
- 3) En quoi les efforts de caractérisation nécessaires pour établir l'état des sites ne sont-ils pas inclus dans les activités courantes ou, le cas échéant, ne remplacent-ils pas des activités similaires du Distributeur?

Réponse :

De nouvelles obligations reliées à la gestion des terrains contaminés, plus particulièrement en ce qui a trait aux sols contaminés et à l'eau souterraine sont en place depuis quelques années. Le Distributeur a élaboré une stratégie de gestion de ses sites contaminés de concert avec les autres divisions d'Hydro-Québec. Cette stratégie consistait dans un premier temps à faire l'inventaire des sites et des données existantes afin de cibler les sites ayant un potentiel de contamination en vue de mettre en place un programme s'appliquant à l'ensemble des propriétés.

Cette meilleure connaissance permet maintenant au Distributeur d'intensifier ses actions en matière de protection de l'environnement par la mise en place de ce programme.

- 31. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, pages 16 et 17;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 30 à 32.

Préambule :

- (i) « Les effets de la détérioration du contexte économique au Québec débutée en fin 2008 affectent encore grandement l'état des comptes à recevoir du Distributeur. Cette situation se traduit par des retards de paiement des clients résultant en un vieillissement marqué de ces comptes. De plus, aucune amélioration n'est entrevue jusqu'à maintenant en ce qui a trait aux pertes anticipées pour les faillites résidentielles et commerciales.

Ainsi, les stratégies d'intervention du Distributeur visent d'une part, à récupérer le plus rapidement possible les comptes en souffrance de 2008 et 2009 et, d'autre part, de contenir le vieillissement des comptes à recevoir de 2010 et 2011. Le Distributeur entrevoit que le contexte économique difficile de 2008 et 2009 se répercutera encore sur la clientèle résidentielle et commerciale en 2011. Cette situation, hors du contrôle du Distributeur, crée une pression à la hausse sur les charges d'exploitation. Ainsi, grâce à ses stratégies d'intervention, le Distributeur propose un rehaussement ponctuel de 21 M\$ de la charge de mauvaises créances pour 2011 comparativement à 28,3 M\$ autorisés en 2010, afin de couvrir l'impact du contexte économique sur les clientèles autres que la clientèle grande puissance. »

(Nous soulignons)

- (ii) En réponse à une demande de renseignement de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présentait les composantes de la dépense de mauvaises créances 2010 selon son modèle utilisée. Il présentait entre autres les tableaux suivants :
- Tableau R-12.1-B : Évolution de l'âge des comptes à recevoir réel (en M\$);
 - Tableau R-12.1-C : Évolution du nombre de faillites.

Demandes :

- 31.1** La Régie constate que le Distributeur maintient le rehaussement ponctuel de la charge de mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale au même niveau que celui de l'année historique 2009. Veuillez motiver vos conclusions à l'effet que le contexte économique difficile en 2009 se répercutera encore sur la clientèle résidentielle et commerciale en 2011.

Réponse :

Le Distributeur prévoit encore en 2011 un rehaussement de la dépense de mauvaises créances afin de tenir compte des répercussions du contexte économique difficile de 2008 et 2009 puisque les effets défavorables se poursuivent sur le vieillissement de ses comptes à recevoir (voir tableau R-31.1-A) ainsi que sur le nombre de faillites (voir tableau R-31.1-B).

Tableau R-31.1-A
Évolution de l'âge des comptes à recevoir (M\$)

	31-12-2007	31-12-2008	30-04-2009	31-08-2009	31-12-2009	31-08-2010	Année de base 2010	Année témoin 2011
0-30 jours	364	425	498	433	510	382		
31-120 jours	104	137	257	150	139	138	n/d	n/d
121 jours et +	146	267	279	356	372	436		
Total	614	829	1 034	939	1 021	956	1 040	1 137

Tableau R-31.1-B
Évolution du nombre de faillites

	2009 (Réel au 31 août 2009)	Année Historique 2009	2010 (Réel au 31 août 2010)	Année de base 2010	Année Témoin 2011
Résidentiel	7 340	10 758	7 262	12 500	12 500
Commercial & Affaires	833	1 220	935	1 500	1 500
Total	8 173	11 978	8 197	14 000	14 000

Le rehaussement ponctuel de la dépense de mauvaises créances de 2011 est basé sur les résultats attendus et connus de 2010. Le Distributeur prend pour hypothèse que les répercussions du contexte économique difficile de 2008 et 2009 continueront en 2011. Ce niveau supplémentaire de mauvaises créances est évalué à 21 M\$ en 2011 comparativement à 28,3 M\$ en 2010.

Les stratégies de recouvrement du Distributeur ont permis de réduire les comptes à recevoir de 0-30 jours entre l'année 2009 et 2010 (solde au 31 août 2010) ainsi qu'à contenir les soldes des comptes de 31-120 jours sensiblement au même niveau que le solde au 31 décembre 2009 (voir tableau 31.1-A).

Cependant, les comptes à recevoir de 121 jours et plus, notamment les comptes de plus de 300 jours, ont continué à augmenter en 2010. Cette hausse est attribuable à l'impact des dettes accumulées par les clients ayant été touchés par la récession économique.

Le Distributeur constate que ces clients auront besoin de plusieurs années avant que leur situation ne s'améliore. Ceci se reflète par le vieillissement des comptes à recevoir et la hausse des faillites.

Enfin, ce vieillissement résulte en une augmentation de la proportion des comptes à recevoir calculée à un taux de provision plus élevé notamment pour les comptes actifs de 300 jours et plus, ainsi que pour les comptes finaux.

31.2 Veuillez compléter les tableaux R-12.1-B et R-12.1-C (référence (ii)) en fournissant les données réelles 2009, les données réelles aux 31 août 2009 et 2010, les données de l'année de base 2010 ainsi que les données prévues de l'année témoin 2011.

Réponse :

Voir la réponse à la question 31.1 (tableaux R-31.1-A et R-31.1-B).

- 32. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, pages 21 et 23;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 55;
 - (iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 3, page 18.

Préambule :

- (i) Le Distributeur propose de transférer en 2011 les montants relatifs à la stratégie pour la clientèle à faible revenu vers son enveloppe globale de charges d'exploitation, compte tenu du caractère récurrent.

Description	Année historique 2009	D-2010-022	Année de base 2010	Année témoin 2011	Variation D-2010-022 vs 2011
Éléments reclassés en 2011					
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	2,2	9,6	9,6	12,4	2,8

- (ii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur explique les écarts entre l'année de base 2009 (5,5 M\$) et l'année témoin 2010 (9,6 M\$), notamment pour les montants consacrés à l'implantation plus rapide des ententes personnalisées (piste 21). Il indique :

« Depuis le début de l'implantation de cette piste, il y a une augmentation annuelle importante des dépenses qui est occasionnée par un besoin croissant de main-d'œuvre et l'augmentation de la dépense de mauvaises créances pour les ménages à faible revenu. La deuxième année suivant l'atteinte du potentiel de 12 000 dossiers traités, les dépenses seront réduites et stabilisées. »

(Nous soulignons)

- (iii) En réponse à une demande de renseignements de l'ACEF de Québec au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente le tableau suivant :

Tableau R-24.1 : Nombre d'ententes et de dossiers par année

Ententes pour ménages à faible revenu et nombre de dossiers traités	2008 <i>réel</i>	2009 prévision	2010 prévision
ententes CFR	19 965	30 000	30 000
ententes personnalisées* (EP)	1 944	3 100	4 000
nombre cumulatif de dossiers clients traités pour EP	3 807	6 250	9 070

*incluant les renouvellements annuels

Demandes :

- 32.1** Veuillez expliquer l'évolution des coûts depuis l'année historique 2009, notamment pour les montants consacrés à l'implantation plus rapide des ententes personnalisées (piste 21).

Réponse :

Dans la présentation des pistes de solution pour les ménages à faible revenu (MFR) lors du dossier R-3644-2007, à la pièce HQD-14, document 2, le Distributeur prévoyait, de façon préliminaire, dépenser 36 M\$ sur quatre ans, soit de 2008 à 2011, avec une implantation graduelle des diverses pistes, excluant celles de l'efficacité énergétique qui sont traitées séparément. À la fin de l'année 2011, l'enveloppe cumulative consacrée à la stratégie pour la clientèle à faible revenu s'élèvera à 25 M\$.

En examinant le budget de la stratégie pour la clientèle à faible revenu, la piste 21 "Implantation plus rapide des ententes personnalisées" ressort comme la mesure la plus exigeante en termes de ressources requises.

Afin de répondre aux besoins de la clientèle visée par les ententes personnalisées et en vue de réduire et de stabiliser les dépenses associées à ces ententes, le Distributeur a procédé à des modifications visant à accroître l'aide consentie et à rendre ces ententes plus accessibles. Ces modifications consistent d'une part, en la réduction du terme des ententes de 48 à 24 mois, augmentant ainsi le rythme des radiations de 25 % à 50 % par an et d'autre part, en l'augmentation du niveau de soutien à la consommation maximum qui est passé de 40 % à 50 %.

La diminution du terme a entraîné une réduction des tâches reliées aux ententes personnalisées tout en maintenant une période de temps suffisamment longue pour permettre aux clients de payer régulièrement leur facture.

La réduction du terme et l'augmentation du soutien visent aussi à réduire deux enjeux importants, soit l'échec des ententes et leur abandon par certains clients.

L'ensemble des services développés ne permettant pas de régler toutes les situations rencontrées par les clients à faible revenu, le Distributeur envisagera des alternatives pour minimiser le risque associé aux mauvaises créances de ces clients.

32.2 Veuillez compléter le tableau R-24.1 (référence (iii)) en fournissant les données de l'année historique 2009, l'année de base 2010 et l'année témoin 2011.

Réponse :

Tableau R-32.2

Stratégie pour la clientèle à faible revenu			
	année historique 2009	année de base 2010	année témoin 2011
Nombre d'ententes personnalisées et de dossiers traités			
Ententes CFR	28 616	30 000	30 000
Ententes personnalisées (EP)*	3 491	3 500	5 200
Cumulatif de dossiers traités pour EP	6 684	8 900	12 000

* incluant les renouvellements annuels

32.3 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit atteindre le potentiel de 12 000 dossiers traités en 2011 et si la deuxième année suivant l'atteinte de 12 000 dossiers traités, les dépenses seront réduites et stabilisées (référence (ii)). Veuillez justifier la stabilité des dépenses en 2011.

Réponse :

Le Distributeur prévoit atteindre l'objectif de 12 000 dossiers traités pour les ententes personnalisées en 2011. Cependant, à terme, le nombre de dossiers traités pourrait être plus élevé que l'évaluation qui en a été faite en 2004. D'une part, le Distributeur a élargi ses critères d'admissibilité pour le volet A (soutien à la dette) de l'entente personnalisée pour inclure les clients dont le revenu se situe jusqu'à

120 % du seuil de faible revenu de Statistique Canada. Conséquemment, le Distributeur estime qu'environ 3 000 clients de plus pourraient se qualifier pour ce service. D'autre part, comme la situation économique était plus favorable en 2004 qu'elle ne l'est actuellement et que les problèmes de paiement des clients sont maintenant plus aigus, il est permis de croire que le potentiel de base a augmenté. De plus, les clients qui terminent une entente personnalisée avec soutien à la consommation risquent de recourir à ce service à nouveau dans le futur. Pour toutes ces raisons, le Distributeur envisage une stabilisation des dépenses reliées aux radiations sur un horizon plus long qu'initialement prévu.

- 33. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, page 24;
(ii) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, page 25.

Préambule :

La Régie cherche à savoir si les éléments spécifiques suivants ont une fin :

- Gestion des cours d'entreposage à poteaux;
- Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils.

- (i) Pour l'élément spécifique Gestion des cours d'entreposage à poteaux, le Distributeur indique :

« Entre temps, un montant de 2,9 M\$ est prévu en 2011 afin de procéder à la réhabilitation de deux ou trois cours à poteaux selon l'ampleur des travaux qui s'avèreront requis et à l'implantation d'équipements dans l'une de ces cours. Le Distributeur souligne qu'il possède présentement une trentaine de grandes cours d'entreposages de poteaux et prévoit n'en conserver à terme qu'une vingtaine.

(...)

Ainsi, bien que l'entente avec le MDDEP permettant l'établissement d'un programme ne soit anticipée qu'en 2011, le Distributeur propose le transfert des montants relatifs à cet élément spécifique dans son enveloppe globale de charges d'exploitation compte tenu de sa capacité de réalisation annuelle assez stable et de la récurrence annuelle de cette activité jusqu'à terme. »

(Nous soulignons)

- (ii) Pour l'élément spécifique Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils, le Distributeur indique :

« L'analyse et l'évaluation du programme se sont terminées à la fin 2009. Le déploiement du programme de maintenance a débuté au début de l'année 2010 et vise l'inspection d'environ 1 000 structures. (...)

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

Considérant ces activités comme récurrentes et relativement stables, le Distributeur propose d'intégrer le programme d'inspection et de maintenance de ses ouvrages civils à son enveloppe de base des charges d'exploitation à compter de 2011. »

Demandes :

- 33.1** Est-ce que le programme prendra fin lorsque la trentaine de cours d'entreposage de poteaux aura été inspecté. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le programme actuel de réhabilitation et de mise à niveau des grandes cours d'entreposage prendra fin lorsqu'elles auront été réhabilitées et que celles que le Distributeur souhaite conserver auront été réaménagées et protégées.

Le Distributeur amorcera ensuite la réhabilitation et la mise à niveau de ses petites cours d'entreposage, en fonction de ce qui sera convenu avec le MDDEP. Cette deuxième phase pourrait s'étaler sur plusieurs années.

Le Distributeur souligne que les cours réhabilitées et mises à niveau nécessiteront par la suite des travaux d'entretien sur une base régulière.

Ainsi, compte tenu du caractère long terme de ces coûts et de l'ampleur des montants annuels en cause (de l'ordre de 3 M\$), le Distributeur propose le transfert de cet élément spécifique vers son enveloppe de base.

- 33.2** Veuillez indiquer le nombre total d'ouvrages civils que le Distributeur possède. Est-ce que le programme prendra fin lorsque l'ensemble de ces structures aura été inspecté. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le réseau souterrain du Distributeur comprend 14 637 ouvrages civils.

Le programme ne prendra pas fin. Après avoir vérifié l'ensemble de ses structures, le Distributeur compte poursuivre ses activités d'inspection en ciblant les ouvrages qui remplissent certains critères d'inspection tels que l'âge, le milieu et la localisation.

- 34. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, page 26;
(ii) Dossier R-3677-2009, pièce B-1, HQD-7, document 6.2, page 11.

Préambule :

L'évolution du coût total du projet Mesures de sécurité cybernétique sur la période 2008-2011 :

(en M\$)	R-3740-2010	R-3708-2009	R-3677-2008
2008	5,6	5,6	2,7
2009	8,1	8,1	7,4
2010	7,9	8,7	5,9
2011- phase 1	4,7	7,6	4,9
Sous-total 2011-phase 2	26,3 4,8	30,0	20,9
Total	31,1	30,0	20,9

Sources : Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, page 21; Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 64; Dossier R-3677-2009, pièce B-1, HQD-7, document 6.2, page 12.

Le Distributeur mentionne :

- (i) « Afin de protéger ses infrastructures technologiques et d'en assurer la disponibilité et la sécurité, Hydro-Québec a jugé nécessaire d'accroître ses efforts associés à la sécurité cybernétique à compter de 2008.
(...)

L'entreprise a, en février 2010, entériné la mise en place d'une deuxième série de mesures regroupées sous trois axes (actifs critiques, infrastructures et systèmes transversaux de même que gouvernance et encadrements). Ces mesures s'échelonneront sur la période 2011-2015.

(...)

Ainsi, le Distributeur propose le transfert des montants relatifs à cet élément spécifique dans son enveloppe globale de charges d'exploitation compte tenu du caractère de récurrence annuelle de cette activité.(...)

En regard de ce programme corporatif, le Distributeur a prévu dans ses coûts un montant de 9,5 M\$ en 2011 dont 4,8 M\$ pour le deuxième volet. »

- (ii) « Aussi, comme les risques ont une forte probabilité d'augmenter avec les années, en raison notamment de la croissance du réseau et du contexte d'entreprise étendue, Hydro-Québec a jugé nécessaire d'accroître les efforts associés à la sécurité cybernétique. Plusieurs mesures seront mises en place à cet effet. Ces

mesures sont regroupées sous les six grands axes de réalisation suivants. Leur déploiement sera échelonné entre 2008 et 2010 :

- *gestion des identités et des accès ;*
 - *mobilité des utilisateurs ;*
 - *confidentialité des données ;*
 - *accessibilité au périmètre de l'entreprise ;*
 - *surveillance des actifs stratégiques de l'entreprise ;*
 - *élévation du niveau de conformité. »*
- (Nous soulignons)

Demandes :

34.1 Veuillez indiquer quels sont les axes de réalisation présentés à la référence (ii) qui nécessitent un budget récurrent.

Réponse :

Toutes les mesures associées aux axes du premier volet doivent être maintenues. Un budget récurrent de 4,7 M\$ pour l'année 2011 est donc requis pour l'ensemble de ces mesures.

34.2 Veuillez comparer les axes du premier volet et ceux du deuxième volet et expliquer les différences, notamment pour les actifs critiques, les infrastructures et systèmes transversaux de même que la gouvernance et encadrements.

Réponse :

Les deux volets sont complémentaires pour accroître la sécurité cybernétique d'Hydro-Québec.

Le deuxième volet comprend la poursuite des mesures entreprises au premier volet selon les trois axes mentionnés, ainsi que de nouvelles mesures pour couvrir les axes d'intervention qui n'étaient pas visés par le premier volet.

Les mesures associées aux axes "Actifs critiques" et "Infrastructures et systèmes transversaux", sont constituées de certaines mesures du premier volet telles la gestion des identités et des accès, la confidentialité des données, l'accessibilité au périmètre de l'entreprise et la surveillance des actifs stratégiques de l'entreprise, auxquelles s'ajoutent des mesures de sécurité au niveau de la gestion de la configuration et des changements, de la sauvegarde et de la continuité

ainsi que de la gestion des incidents et de la ségrégation des environnements.

L'axe "Gouvernance et encadrements" consiste en l'implantation d'un style de gestion flexible, supporté par des mesures et pratiques de sécurité des technologies de l'information et des communications reconnues telles que la mise en place de processus et de directives et adaptées aux besoins de sécurité d'Hydro-Québec.

- 34.3** Compte tenu que les coûts associés à la deuxième série de mesures (4,8 M\$) prendront fin en 2015, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur demande le transfert des montants dans son enveloppe globale.

Réponse :

Le Distributeur constate que les efforts requis afin de maintenir de saines pratiques en matière de sécurité cybernétique doivent être poursuivis année après année. Il est d'avis que d'autres séries de mesures remplaceront celles qui prendront fin en 2015. Ainsi, compte tenu du caractère permanent de ces coûts, le Distributeur propose le transfert des montants relatifs à cet élément spécifique à son enveloppe globale de charges d'exploitation.

Le Distributeur souligne qu'il juge essentiel le maintien des efforts associés à la sécurité cybernétique afin de protéger ses infrastructures technologiques et d'en assurer la disponibilité et la sécurité.

- 35. Référence :** Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe D, pages 37 à 39.

Préambule :

« En conséquence, le Distributeur prévoit sur une période de 10 ans, procéder à l'inspection de tous les poteaux de plus de 20 ans et à leur retraitement, selon leur condition.

(...)

En conséquence, il revoit le nombre de poteaux à être inspectés sur un cycle de 10 ans à environ 1 200 000, soit 300 000 poteaux de plus que son plan initial.

(...)

En vertu des hypothèses présentement retenues, le rythme d'inspection devrait se stabiliser, à partir de 2013, à 130 000 poteaux annuellement. »

Demandes :

35.1 Veuillez indiquer le nombre total des poteaux du réseau de distribution.

Réponse :

Le réseau de distribution compte environ 2,6 millions de poteaux répartis de la façon suivante :

- environ 1 800 000 appartenant au Distributeur ;
- environ 800 000 appartenant à des tiers, tels que Bell, Télébec, Telus.

35.2 Est-ce que le programme prévoit d'inspecter de tous les poteaux lorsqu'ils atteignent 20 ans? Veuillez élaborer.

Réponse :

La stratégie d'inspection varie selon le traitement initial qu'aura reçu le poteau. Par exemple, les poteaux traités au pentachlorophénol (PCP), majoritaires sur le réseau, doivent subir une première inspection complète dès qu'ils atteignent l'âge de 20 ans. De plus, même si un poteau n'a pas encore atteint l'âge minimal, le Distributeur peut décider d'effectuer une inspection si des signes évidents de dégradation sont relevés. Le tableau suivant résume la stratégie du Distributeur.

**Tableau R-35.2
Fréquence des inspections prévisionnelles**

Poteaux	Première inspection	Inspection subséquente
Traités à l'arséniate de cuivre chromaté (CCA)	30 ans	10 ans
Traités au pentachlorophénol (PCP), créosote ou autres	20 ans	10 ans
Non traités	10 ans	10 ans

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

- 36. Références :** (i) B-1-HQD-7, document 2, pages 18 et 19;
(ii) R-3708-2009, B-1-HQD-7, document 2, page 18.

Préambule :

- (i) « *Le Distributeur détaille les résultats de balisage pour les indicateurs de performance qui se rapprochent le plus de ceux présentés à la section 1 de la présente pièce, soit les indicateurs de coûts (indicateur 8 : CEN par abonnement et indicateur 7 : Coût total par abonnement) et les indicateurs de continuité de service (brut et redressé des pannes majeures et interruptions planifiées) présentés à la section 1.2.*

Cette façon de faire a l'avantage d'être plus simple et plus explicite quant au lien entre les résultats de balisage et les indicateurs d'efficacité du Distributeur pour lesquels des objectifs sont fixés et dont les résultats sont présentés dans la section 1 de la présente pièce ».

- (ii) Tableau 5 – Classement d'Hydro-Québec Distribution de 2004 à 2007.

Demandes :

- 36.1** Veuillez présenter une liste de tous les indicateurs de performance compilés par *First Quartile Consulting*, aux niveaux du classement du global, des coûts, de la continuité de service et de la sécurité (voir référence ii).

Réponse :

Les quatre indicateurs de coûts compilés par First Quartile Consulting sont :

- **Distribution Operation and Maintenance cost per customer;**
- **Distribution Operation and Maintenance cost per circuit miles;**
- **Distribution Operation and Maintenance cost per MWh;**
- **Distribution Operation and Maintenance cost per Total Distribution Assets.**

Les huit indicateurs de services sont :

- **SAIFI (incl. Major events & planned interruptions);**
- **SAIFI (excl. Major events & planned interruptions);**
- **CAIDI (incl. Major events & planned interruptions);**
- **CAIDI (excl. Major events & planned interruptions);**
- **SAIDI (incl. Major events & planned interruptions);**
- **SAIDI (excl. Major events & planned interruptions);**
- **Customer interruptions by cause per circuit mile;**

- % of customer with less than 3 interruptions.

36.2 Veuillez justifier le fait que le Distributeur ne présente pas les résultats de tous les indicateurs.

Réponse :

Tel que mentionné au préambule (i), le Distributeur a fait le choix de présenter les résultats des indicateurs les plus proches des indicateurs de performance privilégiés et suivis par le Distributeur.

37. Référence : B-1-HQD-7, document 2, pages 20 à 23.

Préambule :

Graphiques 1 à 4 – Coût total par abonnement, Dépenses en exploitation par abonnement, Continuité de service (indice brut) – Continuité de service (indice redressé).

Demandes :

37.1 Veuillez reproduire les graphiques en ajoutant à chacun une courbe représentant les résultats de la moyenne des entreprises classées dans le premier quartile.

Réponse :

L'information sur les résultats moyens des entreprises faisant partie du premier quartile n'est pas une information produite par la firme First Quartile Consulting.

37.2 Veuillez expliquer, pour chacun des graphiques, les écarts entre les résultats du Distributeur et ceux de la moyenne des participants, ainsi qu'entre le Distributeur et les entreprises classées dans le premier quartile.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure d'expliquer l'écart entre sa performance et celle de la moyenne des entreprises de comparaison. Cela exigerait de connaître les raisons particulières qui expliquent le niveau de performance de chaque entreprise de comparaison. Or ces données ne sont pas connues. Les graphiques tout comme le classement par quartiles font ressortir les écarts; ils ne les expliquent pas.

- 38. Références :**
- (i) B-1-HQD-7, document 2, page 21;
 - (ii) B-1-HQD-7, document 2, page 21;
 - (iii) B-1-HQD-7, document 2, page 22.

Préambule :

- (i) « Pour la période 2004 à 2008, Hydro-Québec Distribution présente une performance [au niveau du coût global par abonnement] qui se situe dans la moyenne des entreprises participantes, à l'exception de 2007 où un écart significatif se dégage. En 2008, cet écart s'est résorbé et Hydro-Québec Distribution présente un coût total par abonnement légèrement inférieur à la moyenne des participants ».
- (ii) « Après avoir présenté un coût légèrement supérieur à la moyenne en 2004 [quant aux dépenses en exploitation par abonnement], l'écart s'est creusé de 2005 à 2007 pour se résorber en partie en 2008 et revenir à 8 \$US par abonnement, comme c'était le cas en 2004 alors que le taux de change était de 77 ¢US pour 1 \$ CAN, contre 93 ¢ en 2008. Le résultat de 2008 constitue donc une nette amélioration par rapport aux années précédentes ».
- (iii) « L'indice brut intègre, dans son calcul, les événements majeurs et les interruptions planifiées. À cet égard, Hydro-Québec Distribution améliore sa performance relative depuis 2006, année où le Distributeur accusait un retard significatif par rapport à la moyenne des participants. Le résultat de 2008 découle, dans une large mesure, d'une détérioration marquée de la performance moyenne des entreprises de comparaison ».

Demandes :

- 38.1** À la référence (i), veuillez expliquer l'écart significatif constaté en 2007, ainsi que la diminution de l'écart en 2008.

Réponse :

L'écart du coût total par abonnement du Distributeur observé en 2007 s'explique par trois facteurs : 1) l'accroissement significatif de la valeur des immobilisations de distribution par abonnement mises en exploitation par le Distributeur en 2007; 2) l'augmentation des dépenses en exploitation par abonnement en 2007; 3) l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain en 2007 par rapport à 2006.

La diminution de l'écart observée en 2008 résulte de deux facteurs, soit l'accroissement du niveau du coût total par abonnement des autres

entreprises de service public participantes au processus de balisage et la diminution du coût total par abonnement du Distributeur en 2008.

En ce qui à trait à l'augmentation du coût total par abonnement des autres entreprises participantes, le Distributeur ne peut se prononcer ni porter un jugement quant à la nature et la cause de l'augmentation du coût total moyen par abonnement en 2008.

La baisse de niveau du coût total par abonnement du Distributeur en 2008 résulte de la baisse conjuguée du niveau de la valeur des immobilisations mises en exploitation par abonnement en 2008 et de celle des dépenses d'exploitation par abonnement reflétant ainsi le suivi serré des charges d'exploitation par le Distributeur découlant, entre autres, de la mise en œuvre en 2007 du Plan intégré d'efficience.

38.2 À la référence (ii), veuillez présenter les raisons pour lesquelles la performance s'est améliorée en 2008.

Réponse :

L'amélioration de la performance relative du Distributeur en 2008 résulte de l'accroissement des dépenses d'exploitation par abonnement des autres entreprises de service public participantes à l'exercice de balisage et de la diminution des dépenses d'exploitation par abonnement du Distributeur en 2008.

En ce à trait à la hausse des dépenses d'exploitation par abonnement en 2008 des autres participants, le Distributeur ne peut se prononcer ni porter de jugement sur sa nature ni sur sa cause.

Finalement, la baisse des dépenses en exploitation par abonnement du Distributeur en 2008 en comparaison de 2007 reflète le suivi serré des charges d'exploitation par le Distributeur.

38.3 À la référence (iii), veuillez expliquer les résultats de 2006 du Distributeur et de 2008 de la moyenne des participants.

Réponse :

Voir la réponse à la question 37.2. Se référer également à la pièce HQD-3, document 1 du dossier R-3644-2007, plus particulièrement aux lignes 13 à 17 de la page 11.

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

39. Référence : Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 6, tableau 1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 1 les composantes de la masse salariale, dont les salaires de base :

Description	Année historique 2009	2010			Année témoin 2011
		D-2010-022	D-2010-022 ajusté	Année de base	
Salaires de base	485,9	531,3	507,2	488,4	509,8

Les salaires de base passent d'un montant autorisé et ajusté de 507,2 M\$ en 2010 à 509,8 M\$ en 2011, soit une hausse de 2,6 M\$ (0,5 %). Le Distributeur explique l'écart comme suit :

« Salaire de base : Incluant l'impact des ajustements organisationnels, la hausse des salaires de base de 2,6 M\$ est attribuable aux augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail et à la progression salariale des employés, compte tenu de l'évolution du nombre d'ETC sur la période (voir section 3). »

Tandis que les salaires de base passent d'un montant de l'année de base 2010 de 488,4 M\$ à 509,8 M\$ en 2011, soit une hausse de 21,4 M\$ (4,4 %).

Demande :

39.1 Veuillez quantifier les composantes de l'écart totalisant 2,6 M\$ par rapport au montant autorisé et ajusté 2010 et celui totalisant 21,4 M\$ par rapport au montant de l'année de base 2010. Veuillez indiquer le % d'augmentation des conventions collectives et le % relié à la progression salariale. Veuillez faire le lien avec la baisse de 128 ETC par rapport au nombre autorisé et ajusté 2010 et avec la hausse 51 ETC par rapport au nombre de l'année de base 2010 (pièce B-1, HQD-7, document 3, page 9, tableau 3).

Réponse :

L'écart de 2,6 M\$ entre les salaires de base de l'année témoin 2011 et ceux de l'année autorisée et ajustée 2010 s'explique principalement comme suit :

- Diminution de 128 ETC (-10,0 M\$) ;
- Augmentations salariales de 1,6 % accordées en vertu des conventions collectives (+8,1 M\$) ;
- Progression salariale de 1 % (+5,1 M\$).

L'écart de 21,4 M\$ entre les salaires de base de l'année témoin 2011 et ceux de l'année de base 2010 s'explique essentiellement comme suit :

- Croissance de 51 ETC (+5,7 M\$) ;
- Augmentations salariales de 1,6 % accordées en vertu des conventions collectives (+7,8 M\$) ;
- Progression salariale de 1 % (+4,9 M\$).

Par ailleurs, les écarts résiduels s'expliquent essentiellement par la variation de la proportion d'effectifs temporaires ainsi que par l'évolution de la composition de la main-d'œuvre.

- 40. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 6;
 - (ii) Pièce B-1, HQD-7, document 3, annexe 1, page 15.

Préambule :

- (i) « Les prévisions de masse salariale de l'année de base 2010 et de l'année témoin 2011 ont été établies en tenant compte de la Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (Loi 100). En conséquence, le Distributeur a indexé les salaires de base de son personnel cadre de 0,5 % et a réduit leur rémunération incitative selon la performance de 30 %, représentant un effort comparable à celui demandé au personnel de direction et d'encadrement des organismes du gouvernement. L'impact de ces mesures représente une baisse de 2,0 M\$ comparativement à ce qui aurait autrement été prévu pour 2011. »
(Nous soulignons)
- (ii) Le Distributeur présente en annexe 1 les coûts unitaires de main d'œuvre, dont le salaire de base moyen des cadres.

(en dollars \$)	2009 Année	2010 Année de	2011 Année témoin	Écart 2011 p/r 2010
-----------------	---------------	------------------	----------------------	------------------------

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

	historique	base		
Cadres	101 545	103 380	104 728	1,3%

Demandes :

40.1 Veuillez fournir le détail du calcul de la baisse de 2,0 M\$ comparativement à ce qui aurait autrement été prévu pour 2011. Veuillez présenter distinctement les salaires de base et les primes.

Réponse :

**Tableau R-40.1
Impact de la Loi 100 – Personnel cadre (M\$)**

	Sans Loi 100	Avec Loi 100	Variation
Augmentation des salaires de base	1,2	0,3	(0,9)
Rémunération incitative selon la performance	6,0	4,9	(1,1)
Total	7,2	5,2	(2,0)

40.2 Veuillez expliquer l'écart entre l'indexation des salaires de base de son personnel cadre de 0,5 % (référence (i)) et celui établi à partir de l'annexe 1 de 1,3 % (référence (ii)).

Réponse :

L'écart de 0,8 % entre le paramètre d'ajustement économique prévue à la Loi 100 (0,5 %) et le taux de 1,3 % s'explique principalement par les progressions salariales pour le personnel n'ayant pas atteint le maximum de leur échelle salariale et dans une moindre mesure, par les ajustements de salaire découlant des promotions et des assignations temporaires à des postes de niveaux supérieurs.

41. Références : (i) Pièce B-1, HQD-7, document 3, pages 8 et 9;
(ii) Pièce B-1, HQD-7, document 3, annexe 3, pages 24 à 26;
(iii) Pièce B-1, HQD 7, document 2, pages 13 à 15.

Préambule :

(i) « Le nombre d'ETC du Distributeur s'élève à 7 809 en 2011 soit une baisse de 128 ETC par rapport au nombre autorisé de 7 937 en 2010 et une hausse de 51 ETC par rapport à ceux de l'année de base. Les principales raisons expliquant ces variations sont les suivantes :

VARIATION	D-2010-022 vs Année témoin 2011	Année de base 2010 vs Année témoin 2011
Croissance des effectifs découlant des «Éléments spécifiques»	+ 15	+ 18
Gains d'efficience relatifs à la mise en place de SIC	- 19	- 19
Projet de Lecture à distance	+ 74	+ 54
Rappel de compteurs (obligation légale envers Mesures Canada)	- 17	- 30
Autres variations		
Croissance des activités	+ 67	+ 56
Amélioration de la performance opérationnelle	- 289	- 69
Renouvellement de la main-d'œuvre	+ 41	+ 41
	- 181 ⁽¹⁾	+ 28
TOTAL	- 128	+ 51

⁽¹⁾ Soit - 220 ETC pour les activités liées aux services à la clientèle et + 39 ETC pour les activités liées au réseau de distribution.

»

- (ii) Le Distributeur indique que près de 75 % des départs à la retraite totaux anticipés touchent les emplois liés à la mission de base de la vice-présidence Réseau de distribution. Il mentionne :

« Ainsi, les départs à la retraite, le plan de renouvellement de la main-d'œuvre, la croissance des activités de même que les mesures d'efficience amènent une croissance nette de 39 ETC en 2011 comparativement aux ETC autorisés en 2010 pour les activités liées au réseau de distribution. »

Le Distributeur indique que le 25 % restant des départs à la retraite anticipés touche surtout des emplois liés aux services à la clientèle. Il mentionne :

« Ainsi, les départs à la retraite, la révision des processus d'affaires de même que la croissance des activités amènent une décroissance nette de 220 ETC en 2010 et 2011 par rapport à ce qui avait été autorisé en 2010 pour les activités liées aux services à la clientèle. »

- (iii) Conformément à la décision D-2010-022, le Distributeur présente le plan intégré d'amélioration d'efficience. Il explique une réduction de l'effectif totalisant 245 ETC en 2011 par rapport à 2010 comme suit :

- Activités de services à la clientèle (-150 ETC);
- Service offert à la clientèle affaires (-45ETC);
- Programme d'accès au service (PAS) (-13 ETC);
- Réseau de distribution (-37 ETC).

Demandes :

41.1 La Régie constate que les départs à la retraite, la révision des processus d'affaires et la croissance d'activités amène une croissance nette de 28 ETC en 2011 par rapport à l'année de base 2010, comparativement à une décroissance nette de 181 ETC en 2011 par rapport au nombre autorisé et ajusté en 2010. Veuillez comparer et expliquer la hauteur des variations reliées à l'amélioration de la performance opérationnelle, soit respectivement une baisse de 289 ETC et de 69 ETC.

Réponse :

Le Distributeur poursuit ses efforts en matière d'efficience. Lors de l'établissement des revenus requis, il tente au meilleur de sa connaissance d'établir le plus justement possible le niveau d'efficience prévue pour l'année témoin.

L'optimisation des processus d'affaires des activités liées aux services à la clientèle a permis de réaliser des gains plus rapidement que ce que le Distributeur avait prévu au dossier R-3708-2009, ce qui a permis une réduction plus importante des ETC dès 2010 soit, - 220 ETC.

Ces gains étant récurrents, ils permettent au Distributeur d'absorber en 2011 l'impact des enjeux liés à son plan de renouvellement de la main-d'œuvre et contribuent à la hausse de la cible d'efficience globale découlant d'actions de gestion courante.

41.2 Veuillez ventiler la croissance nette de 28 ETC pour les activités liées aux activités aux services à la clientèle et pour les activités liées au réseau de distribution.

Réponse :

La croissance nette de 28 ETC est majoritairement attribuable aux activités liées au réseau de distribution.

41.3 Veuillez quantifier en M\$ la baisse de 128 ETC en 2011 par rapport au nombre autorisé et ajusté 2010 et la hausse de 51 ETC en 2011 par rapport au nombre de l'année de base 2010.

Réponse :

Voir la réponse à la question 39.1.

41.4 Veuillez détailler la croissance des effectifs de 15 ETC par rapport au nombre autorisé en 2011 et 18 ETC par rapport à l'année de base 2010 par éléments spécifiques (référence (i)). Veuillez indiquer les réductions découlant des éléments spécifiques qui ont pris fin, le cas échéant.

Réponse :

**Tableau R-41.4
Variation des ETC découlant des éléments spécifiques**

VARIATION	D-2010-022 vs Année témoin 2011	Année de base 2010 vs Année témoin 2011
Éléments spécifiques	+ 15	+ 18
<i>Automatisation du réseau</i>	+ 1	+ 1
<i>Inspection et retraitement des poteaux de bois</i>	+ 5	+ 5
<i>Optimisation des systèmes Clientèle (Étude préliminaire - Migration SIC)</i>	- 11	- 8
<i>Électrification du transport collectif</i>	+ 3	+ 3
<i>Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution</i>	+ 19	+ 19
<i>Mise à niveau du progiciel GE Smallworld</i>	- 3	- 3
<i>Protection de l'environnement</i>	+ 1	+ 1
Éléments spécifiques reclassés vers les activités de base	- 9	+ 7
<i>Stratégie pour la clientèle à faible revenu</i>	- 2	+ 1
<i>Mesures de sécurité cybernétique</i>	- 7	+ 6

41.5 Est-ce que l'addition des 41 ETC nécessaires pour permettre l'acquisition et le transfert d'expertise (jumelage, coaching, équipe-école) est temporaire? Veuillez élaborer.

Réponse :

Oui, l'addition d'effectifs pour permettre l'acquisition et le transfert d'expertise est temporaire et devrait se poursuivre jusqu'à l'horizon 2013.

41.6 Veuillez expliquer l'écart entre la réduction de l'effectif totalisant 245 ETC du plan intégré d'efficacité (référence (iii)) et les gains d'efficacité relatifs à la mise en place de SIC et l'amélioration de la performance opérationnelle respectivement de -19 ETC et -289 ETC (référence (i)).

Réponse :

Les gains issus de la gestion courante des activités du Distributeur sont multiples. Les 245 ETC mentionnés (référence iii) ont trait à quelques actions, plus significatives, qui ont été données à titre

d'exemples. De plus, ces gains peuvent être réalisés sur plus d'une année, alors que le tableau en référence (i) porte sur l'année témoin uniquement.

AUTRES CHARGES DIRECTES

42. Référence : Pièce B-1, HQD-7, document 4, page 3.

Préambule :

Le Distributeur présente les composantes des autres charges directes, dont la rubrique Services externes et ressources financières.

Les autres services externes passent d'un montant autorisé et ajusté en 2010 de 38,9 M\$ à 73,1 M\$ en 2011, soit une hausse de 34,2 M\$ (88 %).

Les ressources financières incluent un virement des charges d'exploitation au CFR lié au projet LAD de -3,5 M\$.

Demandes :

42.1 Veuillez expliquer la hausse de 34,2 M\$ reliée aux autres services externes.

Réponse :

Lors de l'établissement des revenus requis, l'imputation spécifique par nature comptable de certains coûts de type services professionnels ou autres services externes n'est pas toujours connue. Il peut en être de même pour certains services qui peuvent à l'occasion être exécutés par des fournisseurs internes mais ne peuvent être présentés à ce titre puisqu'aucune entente client-fournisseur n'a encore été convenue.

Le Distributeur propose donc d'analyser globalement les variations découlant des rubriques de services professionnels et des autres services externes. L'écart de 18,9 M\$ s'explique essentiellement comme suit :

- **Hausse de 6,8 M\$ découlant des éléments spécifiques ;**
- **Progression de l'ensemble des coûts d'environ 1,5 M\$ (inflation) ;**
- **Coûts de 4,1 M\$ liés au projet Lecture à distance (voir la réponse à la question 42.2) ;**
- **Coûts totalisant 3,6 M\$ découlant du plan de renouvellement de la main-d'œuvre.**

42.2 Veuillez indiquer quelles sont les ressources financières qui justifient le virement des charges d'exploitation au CFR lié au projet LAD de -3,5 M\$.

Réponse :

Les charges d'exploitation relatives au projet LAD ont été traitées comme suit pour l'année de base 2010 et pour l'année témoin 2011 :

- **Inclusion des coûts dans les rubriques appropriées (masse salariale, autres charges directes, coûts capitalisés) ;**
- **Virement du total de ces coûts dans le compte de frais reportés approuvé par la Régie (D-2010-078). Ce virement est présenté au dossier à la rubrique « Ressources financières ».**

Le tableau 13 de la pièce HQD-8, document 7 présente le découpage des coûts (masse salariale, autres charges directes et coûts capitalisés).

FRAIS CORPORATIFS

43. Référence : Pièce B-1, HQD-7, document 10, pages 4 et 5.

Préambule :

Le Distributeur présente l'évolution des frais corporatifs :

(en M\$)	2009 Réal	2010 D-2010-22	2010 Année de base	2011 Année témoin
Hydro-Québec	105,4	139,2	120,5	133,8
% Distributeur	30%	32%	31%	31%
Distributeur	32,1	43,9	37,4	42,0

Le Distributeur indique entre autres que sans la baisse non récurrente de 7 M\$, le niveau de l'année de base 2010 des frais corporatifs aurait été de 127,5 M\$.

Le Distributeur indique également :

« Dans sa décision D-2010-022, la Régie demande au Distributeur de produire un document de réflexion, lors du prochain dossier tarifaire, proposant des pistes concrètes pour contenir l'envergure et la croissance des frais corporatifs imputés au Distributeur par rapport à ses charges d'exploitation et à certains indicateurs économiques.

En juin 2010, le gouvernement du Québec a adopté la Loi mettant en oeuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (Loi 100). Hydro-Québec est assujettie à l'application de cette Loi en vertu de laquelle, à l'horizon 2013 une réduction de 10 % des dépenses de fonctionnement de nature administrative est requise par rapport aux dépenses de même nature engagées en 2009.

Les frais administratifs d'Hydro-Québec sont associés aux ressources nécessaires à la réalisation d'activités corporatives, ce qui correspond aux frais corporatifs. Ainsi, pour l'application de la Loi 100, Hydro-Québec doit établir des objectifs de réduction de ses frais corporatifs. Pour 2010, la réduction de certains postes de frais administratifs s'est traduite par une baisse des frais corporatifs par rapport à ceux qui ont été projetés lors du dossier tarifaire précédent.

(...)

L'objectif de l'entreprise en conformité avec la Loi 100 est une réduction de 10 % de ses frais administratifs à l'horizon 2013, ce qui représente une baisse de plus de 10 M\$.

(...)

La réduction des frais corporatifs découlant de l'application de la Loi 100 répond également aux préoccupations de la Régie de contenir l'envergure et la croissance des frais corporatifs. »

(Nous soulignons)

Demandes :

43.1 Veuillez détailler la baisse non récurrente de 7 M\$ et expliquer pourquoi elle est non récurrente.

Réponse :

La baisse de 7M\$ est principalement composée de projets reportés de 2010 en 2011.

43.2 Veuillez élaborer sur la définition du Distributeur concernant les dépenses de nature administrative applicable selon la Loi 100, qui correspondraient selon lui aux frais corporatifs.

Réponse :

À la lumière des dispositions de la Loi 100 et selon les caractéristiques propres à Hydro-Québec, les dépenses de nature administrative correspondent aux frais corporatifs d'Hydro-Québec qui incluent les principales activités suivantes :

- Les frais associés aux bureaux du PDG, PCA et de la Protectrice de la personne ainsi que les activités relatives à la vérification interne ;
- Affaires corporatives et secrétariat général : le secrétariat de l'entreprise et les affaires corporatives, les dons et commandites, les communications, l'environnement et le développement durable, la planification stratégique, les relations gouvernementales et institutionnelles ;
- Finances : la préparation des états financiers, le contrôle, l'expertise comptable, la fiscalité, la planification financière corporative et la gestion des risques ;
- Ressources humaines : les frais associés au programme corporatif de relève.

Pour respecter la Loi 100, Hydro-Québec doit réaliser des efforts de réduction de ses frais corporatifs.

43.3 Veuillez expliquer pourquoi cette définition n'inclut pas des dépenses administratives propres au Distributeur.

Réponse :

Les dépenses de nature administrative propres au Distributeur sont égales à leur quote-part des frais corporatifs.

43.4 Veuillez confirmer si l'objectif d'Hydro-Québec en conformité de la Loi 100 est d'atteindre une réduction de 10 % de ses frais corporatifs, soit une dépense de 94,9 M\$ d'ici 2013 (soit 105,4 M\$ en 2009 réduit de 10 %). Si oui, veuillez expliquer pourquoi les frais corporatifs sont en hausse de 28,4 M\$ (27 %) en 2011 par rapport à 2009.

Réponse :

Hydro-Québec entend respecter la Loi 100. Le niveau prévu des frais corporatifs en 2011 prend aussi en compte certains éléments dont l'augmentation du coût de retraite liée à la baisse du taux d'actualisation anticipée aux fins de la prévision, l'indexation de la masse salariale selon les conventions collectives en vigueur, la réalisation de mandats spécifiques selon l'évolution du contexte d'affaires, du contexte légal, des exigences d'organismes externes ou selon toute autre prérogative.

AUTRES CHARGES

- 44. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 11, page 4;
(ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-7, document 11, page 4.

Préambule :

- (i) « Pour l'année 2011, le Distributeur estime à 88,2 M\$ sa prévision d'achats de combustible. Cette prévision se base sur la moyenne des prix à terme du mois d'avril 2010 qui s'avère supérieure à la référence du dossier tarifaire 2010-2011.

Le graphique 1 illustre l'évolution des prix à termes du WTI et permet de comparer les références utilisées pour les années sous examen. »

- (ii) « Pour l'année 2010, le Distributeur estime à 72,8 M\$ sa prévision d'achats de combustible. Cette prévision se base sur la moyenne des prix à terme du mois de juin 2009 qui s'avère inférieure aux références des deux derniers dossiers tarifaires. »

(Nous soulignons)

Demandes :

- 44.1** Veuillez estimer les coûts des combustibles pour l'année témoin 2011 en se basant sur la moyenne des prix à terme du mois de juin 2010.

Réponse :

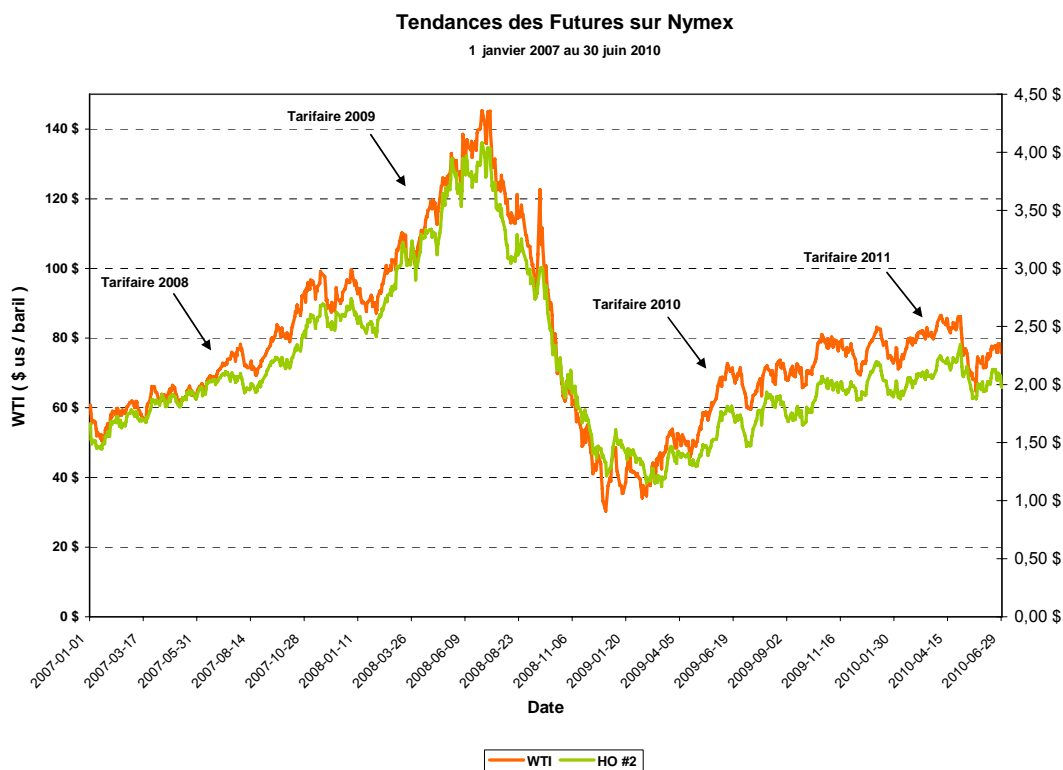
Sur la base de la moyenne des prix à terme du mois de juin 2010, les coûts des combustibles pour l'année témoin 2011 seraient estimés à 83,6 M\$.

Le Distributeur rappelle que la Régie, dans sa décision D-2009-016, page 62, a demandé au Distributeur de porter à un compte de frais

reportés la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés pour les achats de combustible, et ce, afin de protéger le Distributeur et les consommateurs contre l'évolution à la hausse ou à la baisse de ces coûts.

44.2 Veuillez mettre à jour le graphique 1 avec les données du mois de juin 2010.

Réponse :



- 45. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 11, pages 6 et 7;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-11, HQD-13, document 1.1, page 39, tableau R-21.1.

Préambule :

- (i) « Coûts nets liés aux sorties d'actifs :

Année de base 2010

Dans sa décision D-2010-022, la Régie autorisait pour 2010 un montant de 50 M\$ composé de 30 M\$ pour des travaux récurrents de corroboration et des retraits

divers et de 20 M\$ pour des travaux ponctuels de mise en conformité du registre des immobilisations. Le Distributeur maintient sa prévision de retraits d'actifs pour l'année de base 2010 au montant autorisé par la Régie.

Année témoin 2011

Pour 2011, le Distributeur établit sa prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs à 30 M\$. La diminution de 20 M\$ par rapport au montant autorisé pour 2010 provient des travaux de mise en conformité du registre des immobilisations prévus en 2010 qui n'ont pas été reconduits en 2011.

La prévision des retraits d'actifs de 30 M\$ pour 2011 se détaille comme suit :

- *Travaux de corroboration*

Un montant de 15 M\$ est prévu au titre des retraits liés à la corroboration des actifs. Cette prévision s'appuie sur l'historique des retraits émanant des travaux de corroboration réalisés en 2008 ainsi que sur la croissance anticipée des retraits découlant des exercices de corroboration qui seront réalisés en 2010. (Nous soulignons)

- *Autres retraits*

Une somme globale de 15 M\$ est estimée pour divers retraits découlant entre autres de la radiation de certains compteurs, de la mise hors service de certaines installations des réseaux non reliés et de certaines radiations de projets émanant d'événements non récurrents. »

- (ii) En réponse à une demande de renseignement de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente le détail des retraits d'actifs sur la période de 2006 à 2010 :

**Tableau R-21.1
(Tableau R-48.2 corrigé)**

DÉTAIL DES RETRAITS D'ACTIFS SUR LA PÉRIODE 2006 À 2010 (M \$)

Année du retrait/disposition	2006	2007	2008	2009 autorisé	2010 témoin
Corroborations					
Poteaux	-	-	-	-	-
Conducteurs	0,8	-	7,6	1,3	3,0
Câbles	0,8	-	15,9	1,2	10,0
Transformateurs	9,3	-	5,8	4,5	5,0
Sous total	10,9	-	29,3	7,0	18,0
Appareils de mesure et Autres ¹	(0,3)	10,3	0,4	8,0	12,0
Total	10,6	10,3	29,7	15,0	30,0

¹ En 2006 et 2008, des revenus exceptionnels de disposition sur les biens excédentaires ont compensés les radiations d'appareils de mesure et autres.

• Appareils de mesure:

La répartition des radiations d'appareils de mesure sur la période 2006-2010 est la suivante:

2006: 4,5 M\$
2007: 12,8 M\$
2008: 6,1 M\$
2009: 7,0 M\$
2010: 8,0 M\$

»

Demandes :

- 45.1** Veuillez compléter le tableau R-21.1 en fournissant le détail des retraits pour l'année historique 2009, l'année de base 2010 et l'année témoin 2011 ainsi que les données réelles du 1^{er} janvier au 31 août 2010. Veuillez détailler également la rubrique Appareils de mesure et autres 2006-2011, en précisant les revenus exceptionnels le cas échéant. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

**TABLEAU R-45.1
(TABLEAU R-21-1 COMPLÉTÉ)
Détail des retraits d'actifs sur la période 2006 à 2011 (M\$)**

Année du retrait/disposition	2006	2007	2008	2009	2010 (année base)	2010 (1er janvier au 31 août)	2011 (année témoin)
Corroborations							
Poteaux	-	-	-	-	-	-	-
Conducteurs	0,8	-	7,6	-	3,0	3,0	3,0
Câbles	0,8	-	15,9	-	10,0	9,1	7,0
Transformateurs	9,3	-	5,8	1,3	5,0	4,3	5,0
Sous total	10,9	-	29,3	1,3	18,0	16,4	15,0
Appareils de mesure et autres							
Appareils de mesure	4,5	12,8	6,1	7,5	8,0	1,8	4,5
Autres ⁽¹⁾	(4,8)	(2,5)	(5,7)	4,0	4,0	1,0	10,5
Sous total	(0,3)	10,3	0,4	11,5	12,0	2,8	15,0
Mise en conformité	-	-	-	-	20,0	4,1	-
Total	10,6	10,3	29,7	12,8	50,0	23,3	30,0

⁽¹⁾ Inclut les retraits et revenus RHSP ainsi que les radiations diverses non récurrentes.

Corroboration

Les retraits de l'année 2008 reflètent les résultats des exercices de corroboration de deux années, soit 2006 et 2007. Les travaux de corroboration de l'année 2009 relatifs aux câbles et aux conducteurs ont été reportés en 2010, dû au degré de précision supérieur attendu par le système SIG pour l'inventaire du nombre de kilomètres en basse tension. Ces reports ne permettent donc pas au Distributeur d'utiliser les résultats de 2009 pour la prévision des retraits de 2011. Quant aux travaux de corroboration de l'année 2010, ceux-ci ne sont pas encore entièrement complétés.

Appareils de mesure et autres

De 2006 à 2008 la rubrique « Autres » inclut des revenus exceptionnels de disposition sur les biens excédentaires.

Depuis le début de l'année 2010, le Distributeur a concentré ses efforts au niveau des travaux de corroboration, ce qui explique le faible niveau des retraits des appareils de mesures et autres au 31 août 2010. Ayant réalisé la majorité de ses corroboration, le Distributeur effectuera au

cours du dernier trimestre les travaux permettant de réaliser les retraits des appareils de mesure et autres.

45.2 Veuillez expliquer pourquoi la prévision 2011 des travaux de corroboration s'appuie sur l'historique des retraits émanant des travaux de corroboration réalisés en 2008 plutôt qu'en 2009.

Réponse :

Tel qu'expliqué à la réponse de la question 45.1, le Distributeur considère que l'année de corroboration 2009 n'est pas représentative d'une année de corroboration typique.

45.3 Veuillez indiquer la politique de radiation et de remplacement des appareils de mesure considérant que le Distributeur déposera à la Régie une demande d'autorisation du projet LAD en 2012.

Réponse :

La politique de radiation et de remplacement d'appareils sera présentée lors du dépôt pour autorisation à la Régie du projet Lecture à distance. Dans le cadre de ce projet, aucun déploiement massif n'est prévu en 2011. Cependant, le Distributeur effectuera comme à chaque année, des radiations et remplacements d'appareils de mesure dans le cours normal de ses activités.

45.4 Veuillez fournir le détail des retraits provenant des travaux ponctuels de mise en conformité du registre des immobilisations pour la période du 1^{er} janvier au 31 août 2010. Veuillez expliquer la variation par rapport au montant autorisé en 2010 en considérant le degré d'avancement des travaux.

Réponse :

Le niveau des retraits provenant des travaux ponctuels de mise en conformité du registre des immobilisations pour la période du 1^{er} janvier au 31 août 2010 se situe à 4,1 M\$.

Tel que prévu initialement, les travaux de mise en conformité ne seront terminés et comptabilisés que vers la fin de l'année 2010 pour permettre au Distributeur d'avoir une vue de l'ensemble des impacts et d'assurer une cohérence dans le traitement de chacune des catégories d'actifs. De ce fait, il est prématuré d'expliquer la variation par rapport au montant autorisé de 20 M\$ pour 2010. Le Distributeur confirme

toutefois le maintien de sa prévision de retraits d'actifs pour l'année de base 2010 au montant autorisé par la Régie.

BASE DE TARIFICATION

46. Référence : Pièce B-1, HQD-8, document 2, page 7.

Préambule :

Le Distributeur présente les faits marquants de l'évolution de la base de tarification sur la période 2009 à 2011, dont notamment :

« en juin 2010, conformément au chapitre 3110 du manuel de l'ICCA, intégration des impacts de la réévaluation des obligations liées à la mise hors service des immobilisations, dont la valeur nette est de 6,5 M\$. Celles-ci concernent les centrales thermiques des réseaux autonomes, les parcs à carburants et un des postes de transformation de Menihek-Schefferville; »

Demandes :

46.1 Veuillez décrire le traitement comptable relié aux obligations liées à la mise hors service des immobilisations utilisé par le Distributeur et indiquer la nature des coûts capitalisés et ceux comptabilisés aux charges.

Réponse :

Conformément au chapitre 3110 du Manuel de l'ICCA, le Distributeur comptabilise la juste valeur d'un passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation dans la période au cours de laquelle cette obligation naît, lorsqu'il est possible d'en faire une estimation raisonnable. En contrepartie, ce coût de mise hors service est ajouté à la valeur comptable de l'immobilisation correspondante. Ce coût s'amortira soit sur la durée de vie utile restante de l'immobilisation, soit jusqu'à la date de mise hors service prévue advenant le cas où l'immobilisation serait complètement amortie.

Suite à la comptabilisation du passif, une charge de désactualisation annuelle est constatée dans les charges d'exploitation. Cette charge correspond à l'augmentation de la valeur comptable de l'obligation liée à la mise hors service de l'immobilisation, attribuable à l'écoulement du temps. Par la suite, le passif peut aussi être ajusté suite à des révisions d'échéancier de mise hors service ou suite à des révisions des flux de trésorerie non actualisés par rapport à l'estimation originale.

Les passifs comptabilisés à titre d'obligation liée à la mise hors service comprennent les coûts pour lesquels une obligation juridique existe.

Pour le Distributeur, ces coûts sont associés à l'obligation de :

- réhabiliter les sols lorsqu'une mise hors service ou un changement d'usage est prévu pour les activités désignées par la Loi sur la Qualité de l'Environnement (exploitation d'une centrale thermique et postes électriques) ;
- démanteler les réservoirs lors d'une cessation d'activité ou d'un remplacement des réservoirs d'un parc à carburant ;
- démanteler les bâtiments établis sur des terrains locatifs si une clause du contrat de location spécifie l'exigence de remettre ces terrains dans leur état initial.

46.2 Veuillez fournir les composantes de la valeur nette de 6,5 M\$, par nature de coûts et par immobilisation.

Réponse :

Le tableau R-46.2 détaille la valeur nette de 6,5 M\$ par immobilisation. Toutefois, l'information demandée concernant les composantes de la valeur nette de 6,5 M\$ par nature de coûts n'est pas disponible au prix d'un effort raisonnable.

TABLEAU R-46.2
Sommaire - Obligations reliées à la mise hors service des immobilisations conformément au chapitre 3110 de l'ICCA

En \$	Actif (Coût mise hors service) Au 30 juin 2010
Centrales thermiques (1)	
Akulivik	1 773 993
Clova	131 317
Puvirnituk	118 497
Obedjiwan	245 587
Kangiqsujuaq	155 551
Aupaluq	142 689
La Tabatière	155 551
St-Augustin	78 377
Blanc-Sablon	219 862
Iles de la madeleine	506 063
Ile d'entrée	168 413
La Romaine	451 383
Kuujjuarapik	266 397
Inukjuak	266 672
Tasiujaq	109 384
Ivujivik	85 357
Salluit	154 796
Kangiqsualujjuaq	93 104
Umijjaq	88 105
Quaqtaq	74 573
Kangirsuk	81 339
Port-Menier II	101 211
Postes de transformation (2)	
Menihek-Schefferville	788 060
Parcs à carburant (3)	
Salluit	6 350
La Tabatière	2 578
Kuujjuarapik	10 616
La Romaine	65 642
Umijjaq	38 196
Ivujivik	14 278
Port Menier II	71 390
TOTAL	6 465 328

(1) Incluant les coûts de réhabilitation des sols et les coûts de démantèlement des bâtiments et des réservoir.

(2) Incluent les coûts de réhabilitation des sols.

(3) Incluant les coûts de démantèlement des réservoirs.

- 47. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 2, pages 7 et 8;
(ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 101, tableau R-52.1.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente les faits marquants de l'évolution de la base de tarification sur la période 2009 à 2011, dont notamment :

« L'évolution nette de 411,4 M\$ de l'actif au titre des prestations constituées (ATPC) et des avantages complémentaires de retraite (PTPC) sur la période, soit :

ATPC : L'augmentation de l'ATPC durant cette période s'explique essentiellement par des cotisations supplémentaires versées par Hydro-Québec au régime de retraite pour 2009, 2010 et 2011 afin de combler les déficits déterminés par les évaluations actuarielles du régime de chacune des années 2009 et 2010 et déposées à la Régie des rentes du Québec ;

PTPC : Le poste PTPC variant en fonction du coût annuel des avantages complémentaires de retraite, principalement constitués de régimes d'assurance, l'augmentation résulte de la constatation progressive de l'obligation d'Hydro-Québec à l'égard des avantages sociaux futurs autres que la retraite et du coût de financement de cette obligation. »

- (ii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau R-52.1 la ventilation de l'ATPC d'Hydro-Québec, comme suit :

En millions de \$	2008 réel	2009 autorisé	2009 année de base	2010 année témoin
Au 1 ^{er} janvier	828	983*	1 133	1 723
Cotisations d'Hydro-Québec	440	400	645	700
Coût de retraite d'Hydro-Québec	(135)	(175)	(55)	(175)
Au 31 décembre	1 133	1 208	1 723	2 248
Quote-part du Distributeur	369,3	400,0	561,0	730,7

*ATPC au 31 décembre 2008, tel qu'établi aux fins du dossier D-2009-016.

Demande :

47.1 Veuillez présenter les composantes de l'ATPC selon le même format que le tableau R-52,1 (référence (ii)) pour l'année historique 2009, l'année 2010 autorisée, l'année de base 2010 et l'année témoin 2011. Veuillez expliquer les variations observées d'une année à l'autre.

Réponse :

Le tableau suivant présente les composantes de l'ATPC.

**Tableau R-47.1
Composantes de l'ATPC (M\$)**

	2009 historique	2010 autorisé	2010 année de base	2011 année témoin
Au 1^{er} janvier	1 133	1 723	1 736	2 275
Cotisations d'Hydro-Québec	665	700	560	600
Coût de retraite d'Hydro-Québec	(62)	(175)	(21)	(210)
Au 31 décembre	1 736	2 248	2 275	2 665
Quote-part du Distributeur	539,8	730,7	707,3	825,9

Les variations de l'ATPC durant cette période s'expliquent principalement par les variations du coût de retraite et des cotisations d'Hydro-Québec au régime de retraite.

- 48. Références :** (i) Décision 2010-022, dossier R-3708-2009, page 88;
(ii) Pièce HQD-8, document 1.

Préambule :

(i) Dans sa décision D-2010-022, la Régie demande au Distributeur d'ajuster globalement la projection de la base de tarification en 2010 (moyenne des 13 soldes d'un montant de 50 M\$, notamment pour les projets non réalisés des immobilisations en exploitation et du PGEÉ.

(ii) Voici un extrait des bases de tarification présentés par le Distributeur :

(en M\$)	2009	2010		2010	2010	2011
----------	------	------	--	------	------	------

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

(moyenne des 13 soldes)	(Réel)	(année témoin)	Réductions	(D-2010-022)	(année de base)	(année témoin)
Immobilisations	8 108,0	8 206,7	-29,5	8 177,2	8 200,5	8 289,7
Actifs incorporels	425,6	407,5	-10,0	397,5	399,2	386,8
PGEÉ	502,7	646,5	-10,0	636,5	637,7	775,6
Fonds de roulement	226,3	208,0	-0,4	207,6	157,4	145,4
Réductions totales			-49,9			

Demande :

- 48.1** Veuillez expliquer l'augmentation des immobilisations de 23,3 M\$ (8 200,5 M\$ - 8 177,2 M\$) entre le montant de l'année de base en 2010 et le montant autorisé en 2010 et faire le lien avec les réductions demandées à la décision D-2010-022 (référence (i)).

Réponse :

Le Distributeur tient à rappeler qu'il est nécessaire de comparer l'ensemble des composantes de la base de tarification plutôt que d'analyser seulement la composante « Immobilisations en exploitation ».

Or, au total, la moyenne des 13 soldes de la base de tarification s'établit à 10 042,6 M\$ pour l'année de base 2010, soit un montant inférieur de 2,2 M\$ par rapport à la base de tarification autorisée.

Le tableau R-48.1-A illustre la composition de cet écart, alors que le tableau R-48.1-B compare les composantes de l'évolution des bases de tarification 2010 Autorisée (D-2010-022) vs Année de base (R-3740-2010).

TABLEAU R-48.1-A
Comparaison des bases de tarification 2010
Autorisée (D-2010-022) vs Année de base (R-3740-2010) (M\$)

Composantes	Moyenne 13 soldes		
	Autorisée (D-2010-022)	Année de base (R-3740-2010)	Écart Base vs Autorisée
Immobilisations	8 196,0	8 235,5	39,5
Immobilisations en exploitation	8 177,2	8 200,5	23,2
Contrats de location-acquisition	18,7	35,0	16,3
Actifs incorporels	397,5	399,2	1,6
Frais reportés	1 465,7	1 446,9	(18,8)
PGEÉ	636,5	637,7	1,2
Autres frais reportés	829,2	809,2	(20,0)
Coûts nets liés aux sorties d'actifs			
Remboursement gouvernemental	27,9	27,9	
Avantages complémentaires de retraite	(250,0)	(224,3)	25,7
Fonds de roulement	207,6	157,4	(50,3)
Total	10 044,8	10 042,6	(2,2)

TABLEAU R-48.1-B
Comparaison de l'évolution des bases de tarification 2010
Autorisée (D-2010-022) vs Année de base (R-3740-2010) (M\$)

Composantes	Évolution de la base de tarification 2010 - Écart Base (R-3740-2010) vs Autorisée (D-2010-022)					
	Base vs Réel 01/01/2010	Mises en service 2010	Amortissement 2010	Régularisations / Retraits	Base / Autorisée 31/12/2010	Base / Autorisée Moyenne 2010
Immobilisations	38,8	(51,1)	(0,4)	6,8	(5,9)	39,5
Immobilisations en exploitation	22,3	(52,4)	0,4	6,7	(23,0)	23,2
Contrats de location-acquisition	16,6	1,3	(0,8)	0,1	17,1	16,3
Actifs incorporels	17,2	(24,6)	12,4	0,0	5,0	1,6
Frais reportés	(4,0)	(18,8)	0,3	(12,1)	(34,7)	(18,8)
PGEÉ	2,5	(22,9)	0,8	0,0	(19,6)	1,2
Autres frais reportés	(6,5)	4,1	(0,5)	(12,2)	(15,1)	(20,0)
Coûts nets liés aux sorties d'actifs						
Remboursement gouvernemental						
Avantages complémentaires de retraite	17,7	0,0	0,0	2,8	20,5	25,7
Fonds de roulement	(46,3)	0,0	0,0	0,8	(45,9)	(50,3)
Total	23,5	(94,5)	12,3	(1,7)	(60,9)	(2,2)

La réduction globale de 50 M\$ sur la moyenne des 13 soldes de l'année témoin 2010 exigée dans la décision D-2010-022 se traduit dans la base

de tarification de l'année de base 2010 par une réduction des mises en service du Distributeur totalisant 94,5 M\$ (dont 52,4 M\$ pour les immobilisations en exploitation). Cette réduction s'échelonne sur les 8 mois prévisionnels 2010, soit ceux suivants la décision de la Régie et découle des actions du Distributeur visant à améliorer la planification de ses investissements, telles que mentionnées à la pièce HQD-8, document 5. Ainsi, le Distributeur a procédé, à la révision de sa méthode d'établissement des prévisions d'investissement de ses réseaux autonomes, de même qu'à la révision de ses priorités d'affaires et à la mise en place de mécanismes de gestion de portefeuille concernant les projets d'investissement en technologie de l'information.

En terminant, le Distributeur tient à souligner qu'il planifie sa base de tarification de façon détaillée au meilleur de sa connaissance et en fonction des données disponibles. En cours d'exercice, il vise à effectuer une gestion globale et dynamique des composantes sous son contrôle de façon à respecter la base de tarification totale autorisée (moyenne des 13 soldes).

- 49. Références :**
- (i) Pièce HQD-8, document 3, pages 5 à 7, tableaux 1 à 3;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 3, page 7, tableau 3;
 - (iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 106.

Préambule :

- (i) Le détail du calcul de l'encaisse réglementaire pour chacune des années 2009, 2010, 2011 est présenté respectivement dans les tableaux 1 à 3 pour un montant de 102 204 k\$, 31 617 k\$ et 24 181 k\$. Les encaisses réglementaires 2009-2010-2011 incluent les provisions pour créances douteuses suivantes :

(en k\$) (au 31 décembre)	2009 (Réal)	2010 (D-2010-022) Référence (ii)	2010 (année de base)	2011 (année témoin)
Provision pour créances douteuses	-194 514	-148 658	-198 361	-198 361

- (iii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur explique la hausse de la provision de mauvaises créances entre l'année témoin 2010 et celle autorisée en 2009 :

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

« Historiquement, le Distributeur utilise la provision pour mauvaises créances du 30 avril de l'année de base pour établir l'encaisse réglementaire de l'année témoin. Ainsi, l'encaisse autorisée en 2009 a été établie sur la base de la provision du 30 avril 2008 alors que celle soumise pour l'année témoin 2010 a été établie sur la base de la provision du 30 avril 2009.

Pour les mêmes raisons que celles présentées en réponse à la question 12.1, la variation de la provision pour créances douteuses (solde bilan) s'explique d'une part, par l'augmentation de la valeur des inventaires de comptes à recevoir et d'autre part, par le vieillissement de ceux-ci. En effet, la proportion des comptes de plus de 121 jours par rapport aux comptes à recevoir totaux est passée de 19 % au 30 avril 2008 à 27 % au 30 avril 2009, augmentant ainsi la valeur de la provision pour créances douteuses compte tenu du fait que le taux de provision augmente en fonction de l'âge des comptes. »

Demandes :

- 49.1** Veuillez expliquer l'écart entre la provision pour créances douteuses de l'année témoin 2011 (198,4 M\$) et celle autorisée en 2010 au dossier R-3708-2009 (148,7 M\$).

Réponse :

Le Distributeur réitère l'explication fournie en réponse à la question 55.1 de la pièce HQD-13, document 1 du dossier R-3708-2009. Tel qu'expliqué, le Distributeur utilise la provision pour mauvaises créances du 30 avril de l'année de base pour établir l'encaisse réglementaire de l'année témoin. Ainsi, l'encaisse autorisée en 2010 a été établie sur la base de la provision du 30 avril 2009 alors que celle soumise pour l'année témoin 2011 a été établie sur la base de la provision du 30 avril 2010.

Pour les mêmes raisons que celles présentées en réponse à la question 31.1, la variation de la provision pour créances douteuses (solde bilan) s'explique d'une part, par l'augmentation de la valeur des inventaires des comptes à recevoir et d'autre part, par le vieillissement de ceux-ci.

- 49.2** Veuillez indiquer la proportion (%) des comptes de plus de 121 jours par rapport aux comptes à recevoir totaux aux 30 avril 2009 et au 30 avril 2010. Veuillez expliquer la variation des proportions (référence (iii)).

Réponse :

La proportion des comptes de plus de 121 jours par rapport aux comptes à recevoir totaux est passée de 27 % au 30 avril 2009 à 34 % au 30 avril 2010, augmentant ainsi la valeur de la provision pour créances douteuses compte tenu du fait que le taux de provision augmente en fonction de l'âge des comptes.

INVESTISSEMENTS

- 50. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-8, document 5, pages 7 et 8 ;
(ii) Pièce B-1-HQD-8, document 5, annexe 1, page 24.

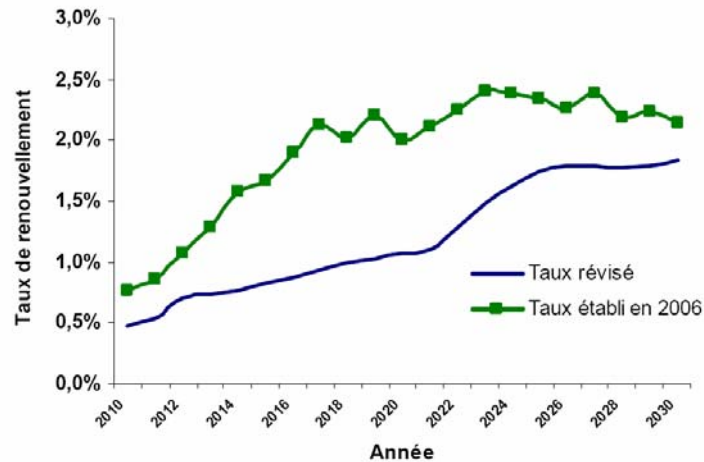
Préambule :

- (i) Le tableau 4 ainsi que la section 2.1 de la référence font mention d'une diminution du budget demandé en maintien des actifs de 43,7 M\$ par rapport au montant autorisé pour l'année 2010. De ce montant, une diminution de 29,3 M\$ est attribuable au poste « Réseau de distribution ». Ce même tableau montre aussi que des 174,8 M\$ autorisés en 2010 pour le maintien des actifs de son réseau de distribution, le Distributeur a réellement investi 135,7 M\$.

Le Distributeur présente en annexe le résultat préliminaire de ses analyses ayant pour but de quantifier le niveau d'investissement requis sur son réseau de distribution afin d'assurer la pérennité de ses installations et une qualité de service adéquate : « Les informations présentées confirment l'augmentation graduelle des besoins d'investissement liés au renouvellement du réseau de distribution, mais en atténuant les niveaux de croissance par rapport à la stratégie présentée initialement dans le dossier R-3610-2006 ». (Nous soulignons)

- (ii) La figure 2 de la référence montre la révision du taux de renouvellement global aérien du réseau de distribution par rapport aux prévisions de 2006 :

FIGURE 2
RÉVISION DU TAUX DE RENOUVELLEMENT GLOBAL AÉRIEN



Demandes :

50.1 Veuillez élaborer sur le fait que malgré que le résultat préliminaire de ses analyses semble montrer la pertinence d'augmenter les niveaux d'investissements en maintien des actifs du réseau de distribution afin d'assurer la pérennité de ses installations, le Distributeur a investi en 2010 une somme moins importante qu'en 2009, et demande pour 2011 l'approbation d'un budget similaire à celui investi en 2009.

Réponse :

La figure 2 de la page 24 de la pièce HQD-8, document 5, annexe 1, démontre l'augmentation graduelle des besoins en renouvellement sur un horizon de 20 ans. Selon la réévaluation, la progression doit s'amorcer plus lentement que le Distributeur l'avait évalué en 2006 (voir le dossier R-3610-2006, pièce HQD-14, document 1, annexe 1). Il a donc revu à la baisse sa demande d'investissement pour 2011 par rapport à sa demande pour 2010 afin de refléter une progression plus lente que celle amorcée en 2007.

50.2 Veuillez commenter la possibilité d'utiliser, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, une formule d'ajustement automatique de calcul des niveaux d'investissements requis. Cette formule pourrait se voir révisée au besoin si le Distributeur ou la Régie le jugeait pertinent.

Réponse :

Une formule d'ajustement automatique de calcul des niveaux d'investissement requis en maintien des actifs nécessiterait une simplification des modèles et, conséquemment, une perte de précision des évaluations des besoins d'investissement. En effet, l'établissement des niveaux d'investissement en pérennité implique l'intégration d'une quantité importante d'éléments tels que des diagnostics d'âge, d'état et de performance des principaux équipements auxquels s'ajoutent des facteurs tels la disponibilité de la main-d'œuvre ou la réalisation de projets stratégiques.

Par exemple, la prise en compte de ces divers éléments a permis d'ajuster à la baisse en 2011 la demande d'investissement par rapport à celle de 2010, ce qui n'aurait pas été le cas avec une formule automatique.

51. Référence : Pièce B-1, HQD-8, document 5, pages 8 et 9.

Préambule :

« Les éléments suivants justifient la révision à la baisse des besoins d'investissement en technologies de l'information :

- *Révision des priorités d'affaires et mise en place de mécanismes de gestion de portefeuille de projets :
Au cours des premiers mois de 2010, le Distributeur a procédé à la révision de ses priorités d'affaires. Cet exercice l'a amené à privilégier et à mettre de l'avant des projets dont les coûts seront plutôt considérés à même ses enveloppes budgétaires aux charges et à revoir en conséquence la prévision d'investissement de son année de base 2010. Les nouveaux mécanismes de gestion de portefeuille de projets mis en place par le Distributeur en 2010 permettent de meilleures estimations des projets d'investissement et expliquent, pour une large part, leur révision à la baisse pour 2011. » (Nous soulignons)*

Demandes :

51.1 Veuillez indiquer quels sont les projets qui sont considérés à même les enveloppes budgétaires des charges plutôt que dans la prévision des investissements.

Réponse :

Les projets considérés à même l'enveloppe budgétaire des charges en 2011, sont :

- Optimisation des prévisions des ventes;
- Tableau de bord intégré;

- **Demande de dépôt – clientèle résidentielle;**
- **Programme d'accessibilité aux services L3 - Monitoring de l'expérience client.**

51.2 Est-ce que dorénavant des projets de nature capitalisable seront comptabilisés aux charges? Est-ce que cette révision des priorités d'affaires du Distributeur découle d'une modification de principe comptable sur les charges capitalisables? Veuillez justifier.

Réponse :

Non. Chaque projet fait l'objet d'une analyse pour établir la nature des coûts qui le composent et conséquemment le traitement comptable de ceux-ci, soit aux charges, soit aux investissements.

Par ailleurs, la révision des priorités d'affaires du Distributeur n'a pas été dictée par la nature comptable des coûts des projets, mais plutôt par la fixation d'objectifs à atteindre et d'orientations à poursuivre en matière de technologie de l'information. Selon le Distributeur, l'atteinte de ces cibles doit passer par une gestion dynamique des projets, d'où la mise en place de mécanismes de gestion de portefeuille de projets.

52. Références : (i) Pièce B-1-HQD-8, document 5, pages 10 et 11;
(ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-1-HQD-13, document 1, page 109.

Préambule :

- (i) La section 2.4 du document en référence montre les investissements en croissance de la demande. Le budget demandé au poste « Alimentation des abonnés » se voit augmenté de 13,8 M\$ (pour un total de 196,8 M\$) par rapport à la demande du dossier R-3708-2009. Cette même section ne montre pas le montant demandé en « Mesure de la consommation ».
- (ii) Le tableau R-57.1 de cette référence montrait pour sa part une prévision de 36 000 nouveaux abonnés en 2011, pour un budget prévu de 183,9 M\$.

Demande :

52.1 Veuillez produire un tableau d'historique et prévision des nouveaux abonnements similaire à celui en référence (ii) afin de justifier la hausse prévue au présent dossier.

Réponse :

**TABLEAU R-52.1
ÉVOLUTION DES NOUVEAUX ABONNEMENTS ET DES INVESTISSEMENTS POUR
L'ALIMENTATION DES ABONNÉS**

	Année historique	Autorisé D-2010-22	Année de base	Année témoin			
	2009	2010	2010	2011	2012	2013	2014
Nouveaux abonnements domestiques et agricoles	46 140	38 000	45 300	43 300	40 500	39 474	38 750
Investissements (M\$)	204,0	183,0	196,8	196,8	196,7	200,5	204,4

Le Distributeur rappelle que plusieurs facteurs sont considérés pour établir les investissements requis pour l'alimentation des abonnés. Ces facteurs sont les prévisions des nouveaux abonnements, les différents types de clientèle, la nature et l'ampleur des travaux ainsi que différents paramètres économiques.

Ainsi, bien que le nombre de nouveaux abonnements soit un facteur important à considérer dans l'estimation des prévisions d'investissement, plusieurs autres paramètres influent également.

52.2 Veuillez aussi produire le montant des investissements prévus pour 2011 en « Mesure de la consommation ».

Réponse :

Le tableau R-52.2 présente les investissements associés à la mesure de la consommation pour les années examinées dans le dossier tarifaire.

**TABLEAU R-52.2
MESURE DE LA CONSOMMATION – CROISSANCE DE LA DEMANDE (M\$)**

Année historique	Autorisé D-2010-22	Année de base	Année témoin
2009	2010	2010	2011
10,5	10,4	12,8	11,9

53. Références : (i) Pièce B-1-HQD-8, document 5, page 15, tableau 8;
(ii) Dossier R-3708-2009, B-1-HQD-8, document 5, page 16, tableau 8.

Préambule :

- (i) Le tableau en référence montre le montant demandé pour 2011 et les prévisions d'investissements pour le programme d'enfouissement du Distributeur :

TABLEAU 8
INVESTISSEMENTS AUTORISÉS AVANT L'ENTRÉE EN VIGUEUR DE L'ARTICLE 73 (M\$)

INVESTISSEMENTS	Année de base 2010	Année témoin 2011	2012	2013	2014	2015
Programme d'enfouissement	12,0	10,0	10,0	15,0	15,0	15,0

- (ii) Le tableau en référence montrait des montants inférieurs aux prévisions actuelles pour ce programme :

TABLEAU 8
PROJETS AUTORISÉS AVANT L'ARTICLE 73 (M\$)

PROJET	Année de base 2009	Année témoin 2010	2011	2012	2013	2014
Programme d'enfouissement	14,2	9,6	8,6	7,6	3,0	3,0

Demandes :

- 53.1** Veuillez élaborer sur les raisons justifiant la hausse du budget demandé pour 2011 par rapport aux prévisions du précédent dossier tarifaire, ainsi que la hausse des prévisions pour les années subséquentes.

Réponse :

Le Distributeur ne demande pas de budget additionnel puisque les montants présentés au tableau 8 de la référence (i) font partie de l'enveloppe des investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73.

Pour ce qui est de la hausse des montants annuels prévus, les villes bénéficieront, dans les années à venir, d'enveloppes budgétaires provenant des deux paliers gouvernementaux pour des projets d'infrastructure. Le Distributeur est d'avis que les villes voudront profiter de cette opportunité pour enfouir les fils avoisinant les rues concernées par les projets, ce qui devrait générer une hausse des demandes.

53.2 Veuillez confirmer que les montants présentés au tableau de la référence (i) n'incluent pas des besoins d'investissement en enfouissement déjà prévus dans les projets de plus de 10 M\$ qui ont été autorisés depuis l'entrée en vigueur de l'article 73, ou dans des projets qui font ou feront l'objet d'une demande d'autorisation en vertu de cet article, notamment ceux prévus au projet conjoint du Distributeur et du Transporteur relatif au poste de Limoilou.

Réponse :

Le Distributeur confirme que les montants associés au programme d'enfouissement autorisé avant l'entrée en vigueur de la loi 73 n'incluent pas de besoins d'investissement associés à des projets de plus de 10 M\$ qui ont fait ou feront l'objet d'une demande d'autorisation en vertu de l'article 73.

COMPTES DE FRAIS REPORTÉS

54. Références : (i) Pièce B-1, HQD-8, document 7, pages 8 et 9;
(ii) Décision D-2009-046, dossier R-3671-2008, page 75;
(iii) Décision D-2009-092, dossier R-3671-2008, pages 10 et 15;
(iv) Dossier R-3709-2009 (demande ré-ré-amendée du 14 juillet 2010), pièce B-37-AEÉ-1, document 5, page 9.

Préambule :

(i) « *La somme de la quote-part 2009 et des dépenses du Distributeur pour 2009 totalise 49,2 M\$. Elle est composée de versements effectués à l'AEÉ soit, 16,2 M\$ le 31 mars 2009, 7,4 M\$ les 30 juin et 30 septembre 2009 et 14,6 M\$ le 31 décembre 2009, et d'un ajustement de fin d'année de 3,6 M\$ pour ramener sur une base de comptabilisation d'exercice la quote-part 2009-2010 de 44 M\$.*
(...)

En fonction des nouvelles données disponibles, le Distributeur réévalue son budget pour l'année 2010 à 49,6 M\$. Cette prévision a été établie sur la base de la quote-part 2009-2010 de 44,0 M\$ à laquelle a été ajouté un montant de 5,6 M\$ pour le programme Rénoclimat.
(...)

*Finally, 54,5 M\$ ont été versés à la base de tarification 2011, soit la quote-part pour l'année 2011 estimée à 53,0 M\$ plus des intérêts de 1,5 M\$. »
(Nous soulignons)*

(ii) et (iii) La décision D-2009-046 approuve, pour 2009-2010, un revenu requis total de 63 127 693 \$ à l'AEÉ. 72,4 % (45 725 668 \$) de ce revenu requis est associé à l'électricité (soit 11,4 M\$ par trimestre).

- (iv) La demande amendée du dossier R-3709-2009, reçue le 14 juillet 2010, fait état d'un revenu requis total de l'AEÉ de 58,3 M\$ pour 2010-2011. La partie attribuable à l'électricité correspond à 41 M\$ (environ 70 %), soit 10,2 M\$ par trimestre.

Demandes :

- 54.1** Veuillez expliquer le mode d'établissement de l'ajustement de 3,6 M\$ et fournir les sources.

Réponse :

Bien que la décision D-2009-046 approuve pour 2009-2010 un revenu requis de 45,7 M\$, l'avis de paiement de la Régie pour la quote-part 2009-2010 (QP09-D601) exigeait un montant de 44 M\$.

La portion de la quote-part 2009-2010 relative à l'année 2009 totalisait donc 33 M\$ (44 M\$ / 4 trimestres * 3 trimestres de 2009). Les montants déboursés par le Distributeur en 2009 totalisant plutôt 29,4 M\$, un ajustement de fin d'année de 3,6 M\$ a été effectué afin de ramener la dépense sur une base d'exercice. L'ajustement de 2009 a été renversé en 2010.

- 54.2** Veuillez présenter un tableau qui présente les versements effectués à l'AEÉ par trimestre pour l'année historique 2009, l'année de base 2010 et l'année témoin 2011 du Distributeur. Présenter séparément les ajustements.

Réponse :

**TABLEAU R-54.2
TABLEAU DES VERSEMENTS EFFECTUÉS À L'AEÉ PAR TRIMESTRE**

	2009 historique	2010 année de base	2011 année témoin *	Total quote- part
Quote-part 2008-2009 versement mars 2009	16,2			
Quote-part 2009-2010 versements (note 1)	29,4			
Ajustement au 31 décembre 2009	3,6	-3,6		
Quote-part 2009-2010 versement mars 2010		14,6		
Sous-total quote-part 2009-2010	33,0	11,0		44,0
Quote-part 2010-2011 versements (note 2)		29,2		
Décembre 2010 - estimé		9,4		
Mars 2011 - estimé			11,0	
Sous-total quote-part estimée 2010-2011		38,6	11,0	49,6
Quote-part estimée 2011-2012 versements (note 3)			42,0	
Total exercice financier HQ	49,2	49,6	53,0	

Note * : Une première mensualisation budgétaire à HQ a été faite en divisant le 53M\$/4 pour chaque trimestre

Note 1 : Versements VT-09-D601-1 pour juin : 7,4M\$, VT-09-D601-2 pour sept : 7,4M\$, VT-09-D601-1 pour déc : 14,6M\$

Note 2 : Versements VT-10-D601-1 pour juin : 14,6M\$, VT-10-D601-2 pour sept : 14,6M\$

Note 3 : Versements estimés pour juin, septembre et décembre 2011 : 14,0M\$ par versement

54.3 Veuillez corroborer vos projections trimestrielles présentés au tableau demandé à la question 54.2 et les données citées aux références (ii) et (iii). Veuillez expliquer les écarts.

Réponse :

L'exercice financier 2009 d'Hydro-Québec comprend le versement de mars 2009 de 16,2 M\$ (versement de mars pour QP08-D601) et l'équivalent de 3 versements sur 4 du 44 M\$ (QP09-D601) soit 33 M\$. La somme de 16,2 M\$ et de 33 M\$ donne le total de 49,2 M\$.

La décision D-2009-046 approuve pour 2009-2010 un revenu requis de 45,7 M\$ alors que l'avis de paiement de la Régie pour la quote-part 2009-2010 (QP09-D601) exigeait un montant de 44 M\$.

Ainsi, la prévision pour l'exercice financier 2010 d'Hydro-Québec de 49,6 M\$ correspond à 44 M\$ (quote-part 2009-2010) additionné d'un montant de 5,6 M\$ soit l'estimation de la portion électrique d'un budget additionnel de 7,8 M\$ pour le programme Rénoclimat (autorisé par la décision D-2010-021).

- 55. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 7, page 12;
(ii) Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 12.

Préambule :

- (i) « Il s'agit là d'une situation exceptionnelle jamais observée dans le suivi des aléas climatiques effectué par le Distributeur depuis 1971 et sa probabilité de se reproduire est pratiquement nulle.

Dans un tel contexte, le Distributeur demande à la Régie un traitement particulier de l'écart de revenus pour aléas climatiques constaté pour la période de janvier à avril 2010. Selon la méthode actuelle, l'écart 2010 de 133,2 M\$ devrait normalement demeurer hors base de tarification jusqu'à son intégration à cette dernière au début de 2012 (année correspondant à la 2^e année témoin suivant celle visée par les écarts), pour être amorti à compter de cette date sur une période de cinq ans.

Le Distributeur propose plutôt, dans le présent dossier, de verser immédiatement aux revenus requis de son année témoin projetée 2011 l'excédent de l'écart constaté dépassant 100 M\$, soit 33,2 M\$. Le solde projeté du compte au 31 décembre 2010, incluant les intérêts, demeurera quant à lui hors base de tarification jusqu'à son intégration normale en 2012. Ce traitement particulier permet de réduire le coût de financement applicable aux soldes versés au compte de frais reportés. »

- (ii) « Les écarts portés au compte de nivellement ont été calculés à partir de la normale climatique établie et utilisée par le Distributeur avant 2008. Aussi, tel que décrit dans sa demande tarifaire du dossier R-3644-2007, le Distributeur a introduit, lors de la prévision de la demande 2007, une nouvelle normale climatique.

Un montant de 62,0 M\$ représente la portion du compte de nivellement qui excède les écarts résultant de l'utilisation de la nouvelle normale climatique et, à ce titre, ce montant n'est pas susceptible d'effacement. Pour cette raison, le Distributeur propose d'imputer cette charge au revenu requis de 2009, évitant ainsi des coûts de financement.

(...)

La Régie retient la proposition du Distributeur de verser la somme de 62,0 M\$ basée sur l'ancienne normale climatique à titre de charges dans le revenu requis de 2009. »

Demandes :

- 55.1** Veuillez présenter un tableau sur l'évolution mensuelle du compte de nivellement sur la période 2006-2011 (sans les intérêts) en fournissant pour chacun des mois, l'écart mensuel en M\$, en GWh et le revenu unitaire moyen.

Réponse :

Le tableau R-55.1 présente les données demandées pour les années 2006-2010. Puisque le calcul de l'écart nécessite des données réelles, le Distributeur ne peut fournir les informations demandées pour l'année 2011.

Tableau R-55.1
Évolution mensuelle du compte de nivellement (sans les intérêts)
pour la période du 1^{er} janvier 2006 au 31 août 2010

	Écart mensuel (M\$)				
	2006	2007	2008	2009	2010
Janvier	42,2	17,3	24,1	(36,7)	33,1
Février	3,7	(19,9)	1,6	10,4	28,2
Mars	8,5	(7,5)	(16,5)	5,4	43,8
Avril	12,1	(4,3)	10,6	8,7	28,1
Mai	1,7	0,2	(0,5)	1,6	(0,7)
Juin	(0,7)	(0,7)	0,5	0,3	2,1
Juillet	(1,9)	1,5	1,4	4,7	(2,8)
Août	0,7	(0,1)	2,2	(0,5)	1,0
Septembre	1,9	1,4	0,5	1,7	
Octobre	(1,7)	14,7	(0,5)	(12,9)	
Novembre	18,2	(1,2)	3,4	26,6	
Décembre	33,3	(4,2)	(16,3)	1,2	
Total	117,8	(2,6)	10,6	10,5	132,7

	Écart mensuel (GWh)				
	2006	2007	2008	2009	2010
Janvier	(1 274,7)	(570,2)	(664,7)	966,1	(782,0)
Février	(105,0)	623,8	(2,5)	(239,2)	(687,8)
Mars	(277,6)	226,8	586,3	(156,4)	(1 245,1)
Avril	(463,9)	143,6	(329,8)	(262,6)	(827,3)
Mai	(71,6)	(4,4)	-	(69,5)	55,0
Juin	40,8	50,6	(15,4)	(26,8)	(96,0)
Juillet	109,8	(87,0)	(73,6)	(236,5)	139,7
Août	(39,9)	5,3	(121,7)	27,8	(47,8)
Septembre	(88,7)	(29,3)	(5,3)	(72,5)	
Octobre	66,5	(493,6)	14,9	387,2	
Novembre	(694,9)	45,3	(102,2)	(787,5)	
Décembre	(1 074,7)	164,6	423,3	(25,0)	
Total	(3 873,9)	75,6	(290,6)	(495,0)	(3 491,3)

	Revenu unitaire (¢/KWh) ⁽¹⁾				
	2006	2007	2008	2009	2010
Janvier	3,31	3,04	3,63	3,80	4,23
Février	3,52	3,18	65,96	4,36	4,10
Mars	3,07	3,30	2,82	3,48	3,52
Avril	2,60	2,97	3,20	3,33	3,39
Mai	2,36	4,83	-	2,34	1,25
Juin	1,77	1,41	2,99	1,13	2,18
Juillet	1,77	1,73	1,84	1,97	2,04
Août	1,77	1,73	1,84	1,97	2,04
Septembre	2,12	4,77	10,11	2,32	
Octobre	2,58	2,98	3,20	3,34	
Novembre	2,61	2,66	3,36	3,38	
Décembre	3,10	2,52	3,85	4,87	
Total	3,04	3,42	3,65	2,12	3,80

(1) Les revenus unitaires moyens mensuels sont présentés à titre indicatif seulement. Les revenus unitaires par catégories de consommateurs attribuables au transport et à la distribution utilisés dans le calcul du compte de nivellement sont présentés aux pièces HQD-4, Document 3 des rapports annuels 2006 à 2009.

55.2 Veuillez commenter sur la probabilité que le solde au 30 avril 2010 du compte de nivellement pourrait être atténué par les écarts de température des mois d'octobre, de novembre et de décembre 2010.

Réponse :

Le Distributeur établit sa prévision à conditions climatiques normales.

Selon les conditions climatiques du trimestre d'octobre à décembre le plus froid répertorié sur la période 1971-2006, les ventes seraient supérieures de 3,1 TWh à ceux d'un trimestre moyen. À l'opposé, les conditions climatiques du trimestre d'octobre à décembre le plus chaud répertorié entraîneraient des ventes d'environ 2,4 TWh sous la normale. Ainsi, à la fin de l'année 2010, l'écart climatique de - 3,5 TWh sur les ventes de janvier à avril 2010 pourrait se traduire en un écart climatique annuel variant de - 5,9 TWh à - 0,4 TWh. Ceci démontre une situation exceptionnelle puisqu'en aucun cas, il sera possible de compenser complètement le solde au 30 avril du compte de nivellement et ce, même en considérant des conditions extrêmement froides pour le dernier trimestre de 2010.

Le tableau ci-dessous présente les probabilités que le compte de nivellement soit atténué sur la période d'octobre à décembre 2010.

Probabilité que le compte de nivellement soit atténué
sur la période d'octobre à décembre 2010

	M\$ ¹	GWh ¹	Probabilité
Atténué d'au moins 25	25	660	21,0%
Atténué d'au moins 50	50	1 330	9,5%
Atténué d'au moins 75	75	1 990	6,0%
Atténué d'au moins 100	100	2 660	2,0%
Atténué d'au moins 125	125	3 320	0,0%

¹ Pour les fins de cette évaluation, le revenu unitaire retenu correspond à celui observé sur la période du 1^{er} janvier au 30 avril 2010, soit 3,8 ¢/KWh.

Néanmoins, le Distributeur souligne qu'il existe également une probabilité équivalente que le compte de nivellement augmente suite aux écarts de température du dernier trimestre de l'année 2010.

55.3 Veuillez commenter sur l'ampleur du solde du compte de nivellement de température au 30 avril 2010 de 133,2 M\$, observé sur 4 mois alors que la normale climatique a été changée en 2007 pour tenir compte du réchauffement climatique.

Réponse :

La situation exceptionnelle observée sur la période de janvier à avril 2010 n'est pas une raison suffisante pour remettre en question la définition de la normale climatique du Distributeur, laquelle s'appuie sur la moyenne des conditions climatiques observées sur 36 années (période 1971 à 2006).

- 56. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-8, document 7, page 14 ;
 - (ii) Communiqué de presse de Ressources naturelles Canada du 14 septembre 2010 ;
 - (iii) Dossier R-3648-2007, pièce HQD-1, document 1, pages 32 et 33.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente l'évolution des contributions à des postes de départs privés incluses dans la base de tarification. Il détaille entre autres le premier appel d'offre A/O 2003-02 par projet, dont l'Anse-à-Valleau et Carleton.

- (ii) « *Le Québec profite de l'énergie renouvelable grâce à un investissement du gouvernement du Canada. Le ministre des Ressources naturelles, Christian Paradis, a annoncé aujourd'hui que les parcs éoliens de l'Anse-à-Valleau et de Carleton recevront jusqu'à 65 millions de dollars au cours des dix prochaines années par l'intermédiaire du programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable.* »

- (iii) « *En vertu des contrats d'approvisionnement de long terme signés par le Distributeur avec les fournisseurs d'énergie éolienne et approuvés par la Régie, les fournisseurs s'engagent à verser au Distributeur 75 % du total des primes éventuellement reçues dans le cadre de programmes gouvernementaux d'incitation à la production d'énergie renouvelable.*

*Sur la base de l'échéancier prévu de mise en service des parcs éoliens mis sous contrat dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2003-02 (Éolien 990 MW) et du calendrier de livraison associé à l'appel d'offres A/O 2005-03 (Éolien 2 000 MW), près de 900 MW seront admissibles au versement de primes dans le cadre de ce programme. Déjà, le versement de 31 millions de dollars sur 10 ans, à Cartier Énergie Éolienne, a été annoncé pour le parc de Baie-des-Sables. Le Distributeur recevra, conformément aux dispositions du contrat signé avec le promoteur, 23 millions de dollars qui réduiront les coûts d'approvisionnement lors des prochaines années. »
(Nous soulignons.)*

Demande :

- 56.1** Veuillez présenter le traitement réglementaire des sommes que recevra le Distributeur par l'intermédiaire du programme Éco Énergie pour les parcs éoliens de l'Anse-à-Valleau et de Carleton.

Réponse :

Les sommes reçues par le Distributeur pour le programme Éco Énergie sont comptabilisées en réduction des coûts d'approvisionnement de long terme.

Aucun traitement réglementaire spécifique ou différent des autres coûts d'approvisionnement n'est appliqué eu égard aux sommes reçues en vertu de ce programme. La prise en compte des écarts liés

au programme Éco Énergie dans le compte de pass-on s'effectue selon les mêmes modalités de calcul approuvées par la Régie dans ses décisions antérieures.

PGÉE

57. Référence : Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 8 et 9.

Préambule :

En référence, le Distributeur expose que les résultats anticipés pour 2010 sont supérieurs aux objectifs présentés dans le dossier R-3708-2009 et liste les principaux écarts observés :

- **Marché résidentiel :**
 - *Thermostats-bâtiments existants* : baisse anticipée du taux de bénévolat (-24 GWh);
 - *Minuteries pour filtre de piscine* : baisse du volume anticipé (-14 GWh);
 - *Récupération de frigos et congélos énergivores* : baisse du gain unitaire de 25 % (résultat anticipé de l'évaluation du programme) (-17 GWh);
 - *Fenêtres et portes-fenêtres* : augmentation de la performance énergétique de l'offre de fenêtres sur le marché et impact énergétique supérieur dans la nouvelle construction (+12 GWh);
 - *Éclairage* : hausse du volume anticipé d'ampoules fluocompactes (+10 GWh).

- **Marché affaires :**
 - *Initiatives-bâtiments* : baisse anticipée du nombre de projets soumis et du gain unitaire moyen par projet (-51 GWh).

- **Marché grandes industries :**
 - *PADIGE-analyse* : économies d'énergie supérieures à celles prévues, découlant des plans d'implantation déposés par les clients à la suite d'analyses énergétiques (+120 GWh).

Demandes :

57.1 Veuillez indiquer si la baisse anticipée du taux de bénévolat du programme *Thermostats-bâtiments existants* découle de l'application d'un rapport d'évaluation déposé à la Régie.

Réponse :

Dans le cadre de la gestion de ses programmes, le Distributeur réalise divers sondages et études afin de suivre la progression de certains indicateurs de marché et d'ajuster, au besoin, les paramètres de ses programmes et d'en maintenir la rentabilité.

Les récentes études concernant le marché des thermostats électroniques dans le bâtiment existant démontrent que le potentiel résiduel diminue, particulièrement dans le segment des maisons unifamiliales. Les résultats passés du volet Thermostats – bâtiment existant démontrent quant à eux que le segment des multi-logements répond beaucoup moins à la promotion du Distributeur et que, compte tenu des incitatifs partagés, les propriétaires de ces immeubles ne remplacent pas leurs thermostats bimétalliques sans l'aide financière du Distributeur. C'est sur cette base que le Distributeur anticipe une baisse progressive du taux de bénévolat pour ce volet au cours des prochaines années. Celui-ci sera revu à la lumière des résultats de la prochaine évaluation.

57.2 Veuillez indiquer si la baisse anticipée du gain unitaire du programme *Récupération de frigos et congélos énergivores* découle de l'application d'un rapport d'évaluation déposé à la Régie.

Réponse :

Bien que le rapport final soit attendu pour juin 2011, les analyses préliminaires laissent croire que le gain unitaire aurait été surévalué. Le Distributeur a jugé prudent de refléter rapidement cette nouvelle information dans les analyses de rentabilité et dans le calcul des impacts énergétiques. Cette hypothèse pourra être révisée à la lumière des résultats finaux de l'évaluation.

57.3 Dans le cas du programme *Initiatives-bâtiments*, veuillez spécifier l'écart attribuable à la baisse du nombre de projets soumis et celui attribuable à la baisse du gain unitaire moyen par projet.

Réponse :

De l'écart de 51 GWh, 47 GWh proviennent de la baisse du nombre de projets, le reste découlant de la baisse du gain unitaire moyen par projet.

57.4 Dans le cas du programme *Initiatives-bâtiments*, veuillez spécifier si l'écart attribuable à la baisse du nombre de projets soumis et à la baisse du gain unitaire moyen par projet découle de l'évaluation du programme déposée en 2010.

Réponse :

Non, l'écart reflète la tendance observée dans les résultats du programme.

57.5 Veuillez élaborer sur l'écart observé dans le cas du programme *PADIGE-analyse*, compte tenu que cet écart correspond à 88 % de l'objectif global prévu pour le marché Grandes industrie (GI) dans le PGEÉ 2010 (écart de 120 GWh/objectif initial du GI de 135 GWh = 88 %).

Réponse :

L'écart provient principalement d'une implantation réalisée chez un client relativement à un projet d'électrolyse. Ce type d'implantation est exceptionnel et peut présenter des risques pour la stabilité du procédé de transformation chez le client. C'est pourquoi il procède à ces modifications de manière progressive et reste attentif à tout indice qui indiquerait une instabilité future. Pour ces raisons, le Distributeur avait choisi une approche prudente lors de l'établissement de l'objectif du programme.

57.6 Veuillez indiquer le moment où le programme *PADIGE-analyse* doit être évalué.

Réponse :

Le Distributeur a exposé, à la section 2 de la pièce HQD-8, document 8, annexe E du dossier R-3708-2009, les critères justifiant de porter à son crédit les économies d'énergie générées par le programme *PADIGE*.

Compte tenu de l'application rigoureuse de cet encadrement mis en place par le Distributeur et du nombre restreint de clients participant au programme, le Distributeur ne prévoit pas réaliser une évaluation externe de ce programme.

57.7 Veuillez indiquer si les ajustements apportés, pour 2010, au taux de bénévolat du programme *Thermostats-bâtiments existants*, au gain unitaire du programme *Récupération de frigos et congélos énergivores* et au gain unitaire moyen du programme *Initiative-bâtiments* sont intégrés aux projections, en termes d'économie d'énergie, de ces programmes pour 2011. Si c'est le cas, veuillez

quantifier ces ajustements, par programme, en termes de kWh économisés pour 2011.

Réponse :

Oui, les nouvelles hypothèses sont intégrées aux prévisions énergétiques de l'année 2011, tel que présenté au tableau B-1 de l'annexe B. L'impact par programmes est présenté au tableau R-57.7.

Tableau R-57.7 : Impact du changement d'hypothèses sur les prévisions 2011 par programmes (GWh)

	Économies d'énergie selon les hypothèses utilisées dans les dossiers :		
	R-3740-2010	R-3708-2009	Écart
Thermostats – bâtiment existant	42	74	(33)
Récupération de frigos et congélos	56	75	(19)
Initiatives - bâtiments	52	75	(23)
Impact total	150	224	(74)

- 58. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 8 et 9;
(ii) *Rapport de la Régie : Suivi des évaluations du PGEÉ d'HQD*, 3 août 2010, pages 9, 12, 15, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 42 et 44.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur expose que les résultats anticipés pour 2010 sont supérieurs aux objectifs présentés dans le dossier R-3708-2009 et liste les principaux écarts observés.

En référence (ii), la Régie se prononce sur les rapports d'évaluation des programmes *Diagnostic résidentiel Mieux consommer*, *Produits efficaces-Volet éclairage*, *Appui aux initiatives-Systèmes industriels* et *Appui aux initiatives-Optimisation énergétique des bâtiments*. Elle émet quelques réserves quant aux économies d'énergie découlant des gains unitaires et des taux de certains effets de distorsion de ces programmes. Certaines de ces réserves s'assortissent d'attentes spécifiques.

Demande :

- 58.1** Veuillez indiquer la manière dont le Distributeur intègre les réserves et les attentes spécifiques de la Régie, telles qu'exposées en référence (ii). Veuillez notamment, mais non exclusivement, indiquer la manière dont ces réserves et

attentes sont intégrées aux écarts entre les résultats et les objectifs du PGEÉ 2010.

Réponse :

Le Distributeur a pris connaissance de chacune des réserves émises par la Régie et compte réviser son calendrier et ses activités d'évaluation, ainsi qu'il l'a d'ailleurs précisé dans ses commentaires sur le Rapport de la Régie le 24 septembre 2010. Toutefois, le rapport ayant été déposé le 3 août 2010, le Distributeur n'a pu répondre à chacune des attentes dans sa demande budgétaire 2011.

De plus, certaines des exigences exprimées par la Régie requièrent une révision du plan d'évaluation. Les activités d'évaluation supplémentaires seront réalisées, le cas échéant, au cours de la prochaine année et les rapports d'évaluation seront déposés au fur et à mesure de leur disponibilité. Les redressements, le cas échéant, seront effectués lors de l'exercice de fermeture de l'année et présentés à la Régie dans le cadre des rapports annuels du Distributeur.

- 59. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 13 et 14;
(ii) Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 37 et 38;
(iii) Pièce B-1-HQD-8, document 8, page 41.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur indique que les objectifs d'économies d'énergie et les prévisions budgétaires pour les programmes du marché affaires *Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments (OIEÉB)* et *Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels (OIEÉSI)*, sont présentés de façon agrégée étant donné la confidentialité requise par les appels de propositions en cours pour ces programmes. Il spécifie que les informations détaillées seront fournies à la suite de l'attribution des contrats, prévue à la fin du mois de septembre 2010. Un budget conjoint de 111 M\$, ainsi que des économies d'énergie conjointes de 382 GWh sont prévus pour ces deux programmes en 2011.

Au tableau 5.4 de la référence (ii), le Distributeur présente l'aide financière prévue pour l'*OIEÉB* :

Le Distributeur spécifie que les modalités de l'*Approche sur mesure* sont modulables selon ce que le prestataire jugera utile d'offrir afin d'assurer la réalisation des projets. Cependant, l'appui financier du secteur institutionnel n'est pas ajustable, mais plutôt calculé par le progiciel d'évaluation de projets (PEP) prévu à cette fin.

Au tableau 5.5 de la référence (iii), le Distributeur présente l'aide financière prévue pour l'*OIEÉSI*.

Demandes :

59.1 Veuillez fournir les objectifs d'économie d'énergie et les prévisions budgétaires des programmes OIEÉB et OIEÉSI de façon désagrégée.

Réponse :

**Tableau R-59.1
Budget 2011 par postes budgétaires (M\$)¹**

Programmes et activités d'HQD	GWh	Développement	Commercialisation	Exploitation	Aide financière	Suivi et évaluation	Total
OIEÉB							
Commercial	95	0	0	9	30	-	39
Institutionnel	41	0	0	3	10	-	14
Nouvelle construction	54	0	0	4	14	-	18
	190	1	1	16	53	-	71
OIEÉSI							
Petites et moyennes industries	58	2	1	5	10	-	18
Grandes industries	133	0	1	4	17	-	22
	191	2	3	9	26	-	40
TOTAL	382	3	3	25	80	-	111

¹ Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

59.2 En ce qui a trait aux objectifs d'économie d'énergie, veuillez fournir toutes les hypothèses associées aux gains unitaires et aux effets de distorsion de chacun des volets des deux programmes.

Réponse :

**Tableau R-59.2
Hypothèses de calcul 2011**

Programmes et activités d'HQD	Nombre * (unités/projets)	Gain unitaire moyen net** (kWh/an)	Impact énergétique (GWh ajoutés nets)	Effet d'entraînement		Opportunisme
				Participants	Non-participants	
OIEÉB						
Commercial	1 471	64 495	95	0%	0%	15%
Institutionnel	1 277	31 844	41	0%	0%	16%
Nouvelle construction	90	605 520	54	0%	0%	20%
OIEÉSI						
Petites et moyennes industries	389	150 509	58	0%	10%	25%
Grandes industries	100	1 326 741	133	0%	0%	5%

59.3 Si ces éléments ne sont pas encore disponibles, veuillez prendre l'engagement de les rendre disponibles dès l'attribution des contrats.

Réponse :

Sans objet.

59.4 Veuillez indiquer la portion du budget conjoint de 111 M\$ prévu pour les programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI* qui doit être affectée à la rémunération des partenaires.

Réponse :

Le tableau R-59.1 présente le budget détaillé et les économies pour les deux programmes.

OIEÉB

Le budget requis de 71 M\$ en 2011 inclut un montant de 17 M\$ que le Distributeur a prévu pour traiter et verser les appuis financiers associés aux dossiers déposés sous les modalités des anciens programmes *Appui aux initiatives – optimisation énergétique des bâtiments* et *PIBGE* mais non terminés au 31 décembre 2010.

Dans le cadre du programme *OIEÉB*, aucune rémunération des partenaires par le Distributeur n'est prévue. Ce sont les prestataires externes qui sont totalement responsables du développement du plan de déploiement et de la mise en œuvre du programme auprès de tous les clients admissibles à compter du 1^{er} janvier 2011. Ce plan de déploiement comprend les diverses stratégies et activités par lesquelles les prestataires comptent offrir le programme, dont le choix du recours ou non aux forces du marché (intervenants de marché ou partenaires).

OIEÉSI

Le budget requis de 40 M\$ en 2011 inclut un montant de 17 M\$ que le Distributeur a prévu pour traiter et verser les appuis financiers associés aux dossiers déposés sous les modalités des anciens programmes *Appui aux initiatives – systèmes industriels, PIIGE, PADIGE et PAMUGE*, mais non terminés au 31 décembre 2010. Dans ce programme, le Distributeur est responsable de la gestion et du déploiement du programme. Aucune rémunération des intervenants de marché (partenaires) n'a été prévue.

59.5 Veuillez indiquer la manière dont la notion de **surcoût** des mesures d'efficacité énergétique est intégrée aux modalités d'aide financière des programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI*.

Réponse :

Tel que précisé à la section 5.2 de la pièce HQD-8, document 8, le Distributeur compte dorénavant capter non seulement les opportunités naturelles du marché mais aussi celles en devancement. Ces nouvelles initiatives en devancement sont offertes uniquement aux marchés des secteurs commercial et industriel.

La principale distinction entre les projets en opportunité naturelle et ceux en devancement concerne la base de référence utilisée pour calculer les économies d'énergie. Selon les meilleures pratiques reconnues dans le marché, pour un projet en devancement, le calcul se fait à partir de la situation réelle du bâtiment ou des systèmes industriels. Le surcoût est alors le coût total de la mesure puisque le client ne l'aurait pas considérée sans avoir accès au programme.

Au contraire, pour les projets en opportunité naturelle, le calcul des économies d'énergie se fait à partir d'une situation de référence définie par la pratique courante du marché. Le surcoût est alors la différence entre le coût total des mesures ou du projet qui inclurait les standards d'efficacité énergétique courants et le coût relié au rehaussement de l'efficacité énergétique de ces mesures ou projet². L'aide financière est modulée pour refléter une période de récupération de l'investissement jugée acceptable par le client pour inciter l'implantation des mesures.

OIEÉB

Dans le cadre du programme *OIEÉB*, les opportunités en devancement sont reconnues uniquement pour l'*Approche sur mesure* d'un bâtiment existant au secteur commercial. Toutes les autres opportunités captées sont considérées comme des opportunités naturelles, pour lesquelles l'aide financière est basée sur le surcoût de la mesure encouru par le client.

OIEÉSI

Le tableau R-59.5 présente les principales modalités du programme en 2011.

² Source : Understanding Cost-Effectiveness of Energy Efficiency Programs: Best Practices, Technical Methods, And Emerging Issues For Policy-Makers, A Resource Of The National Action Plan For Energy Efficiency, November 2008

Tableau R-59.5

OIEÉSI		NOUVELLES MODALITÉS 2011	
		PMI	GI
Services d'identification de projets	audit énergétique	<ul style="list-style-type: none"> Audit énergétique gratuit pour les grands sites ayant une facture annuelle d'électricité d'au moins 200 k\$ (sans analyse de rentabilité) 	
	analyse énergétique électrique	<ul style="list-style-type: none"> Limitée par un plafond de 50 % des coûts, 25 k\$ par analyse et un plafond cumulatif de 100 k\$ par site (à partir de 2011) 	
Services de soutien à l'analyse et à la gestion de l'énergie	gestion technique de projet	Offre discrétionnaire à partir d'un potentiel d'économies minimal <ul style="list-style-type: none"> Basé sur un appui pour les frais d'élaboration de projets Limité par le moindre de 50 % des coûts et 5 % des coûts du projet 	
	modernisation ⁽¹⁾	Basé sur le moindre : <ul style="list-style-type: none"> 30 ¢/kWh économisé 75 % du coût total PRI électrique d'un an plafond de 0,5 M\$ 	Basé sur le moindre : <ul style="list-style-type: none"> 20 ¢/kWh économisé 75 % du coût total PRI électrique d'un an plafond de 1 M\$
Services de soutien à l'investissement	modernisation grand projet ⁽¹⁾	Basé sur le moindre : <ul style="list-style-type: none"> 25 ¢/kWh économisé 75 % du coût total PRI électrique de 2 ans plafond de 1,5 M\$ 	Basé sur le moindre : <ul style="list-style-type: none"> 15 ¢/kWh économisé 75 % du coût total PRI électrique de 2 ans plafond de 5 M\$
	agrandissement, nouvelle construction ou ajout de ligne de production ⁽¹⁾	Basé sur le moindre : <ul style="list-style-type: none"> 25 ¢/kWh économisé 75 % du surcoût ou de 20 % du coût total PRI électrique de 2 ans plafond de 1,5 M\$ 	Basé sur le moindre : <ul style="list-style-type: none"> 15 ¢/kWh économisé 75 % du surcoût ou de 20 % du coût total PRI électrique de 2 ans plafond de 5 M\$
	démonstration	Évalué au cas par cas basé sur un : <ul style="list-style-type: none"> maximum de 50 % des coûts du projet plafond cumulatif de 300 k\$ par site ou abonnement 	
	gestion d'énergie et mesurage en continu	Basé sur : <ul style="list-style-type: none"> 50 % des coûts pour l'élaboration et l'implantation d'un plan d'amélioration énergétique (avec un plafond de 50 k\$ par site) 50 % des coûts pour l'acquisition d'instruments de mesure (avec un plafond en 75 k\$ par site) taille minimale de la facture annuelle de 750 k\$ plafond cumulatif de 125 k\$ par site ou abonnement 	
	mesures prescriptives	Basé sur le moindre : <ul style="list-style-type: none"> 20 ¢/kWh économisés au-delà de la référence surcoût 	

(1) Les volets *Modernisation*, *Modernisation - grand projet* et *Agrandissement - nouvelle usine ou ajout de ligne de production* des *Services de soutien à l'investissement* ne s'appliquent pas aux projets dont la PRI électrique avant appui financier est inférieure ou égale à un an (PRI ≤ 1) ou supérieure ou égale à 10 ans (PRI ≥ 10).

La notion de surcoût s'applique uniquement à deux volets offerts en Services de soutien à l'investissement soit le volet d'Agrandissement,

nouvelle construction ou ajout de ligne de production et le volet de Mesures prescriptives. Pour les autres volets des Services de soutien à l'investissement, le calcul des économies d'énergie se fait à partir de la situation réelle des systèmes industriels du projet.

- 59.6** Veuillez détailler le processus administratif que le Distributeur compte mettre en œuvre pour approuver les projets soumis aux programmes *OIEÉB* et *OIEÉS* (fournir les critères généraux d'approbation) et pour assurer le contrôle de leur réalisation.

Réponse :

Dans le cadre du programme *OIEÉB*, le Distributeur prévoit la mise en place de deux processus administratifs relativement à l'approbation des projets soumis.

- a. Un premier processus, assumé dans sa totalité par les prestataires externes, concerne le traitement et l'approbation des projets en vue de l'obtention d'un appui financier. Les grandes étapes de ce processus sont présentées au tableau 59.6-A.

Tableau 59.6-A

	Approche sur mesure	Approche prescriptive
1	Transmission par le participant de la lettre d'intérêt	
2	Dépôt de la proposition de projet	Identification des mesures d'efficacité énergétique
3	Analyse du projet et signature d'une entente avec le participant	Évaluation de l'appui financier à l'aide du progiciel
4	Demande de versement de l'appui financier	
5	Validation finale du projet	
6	Envoi au Distributeur de la facture	
7	Approbation et versement de l'appui financier (assumé par le Distributeur)	

- b. Un deuxième processus, assumé par le Distributeur, concerne la gestion et l'administration des contrats des prestataires. Les trois domaines d'application de ce processus sont présentés au tableau 59.6-B.

Tableau 59.6-B

	Domaine	Activités
1	Gestion et administration du contrat du prestataire	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi des résultats (GWh) en fonction des objectifs • Suivi des dépenses en fonction des budgets (coûts d'opération et aide financière)
2	Gestion de l'information	<ul style="list-style-type: none"> • Production de tous les rapports de suivi et gestion (par exemple, suivi des GWh, suivi des dépenses, journaux de bord ou sommaire exécutif)
3	Assurance-qualité, vérification et contrôle	<ul style="list-style-type: none"> • Vérification de la conformité des GWh crédités aux dossiers • Vérification du respect des modalités et encadrements • Audits des dossiers du mandataire par le contrôleur du Distributeur et des vérificateurs externes

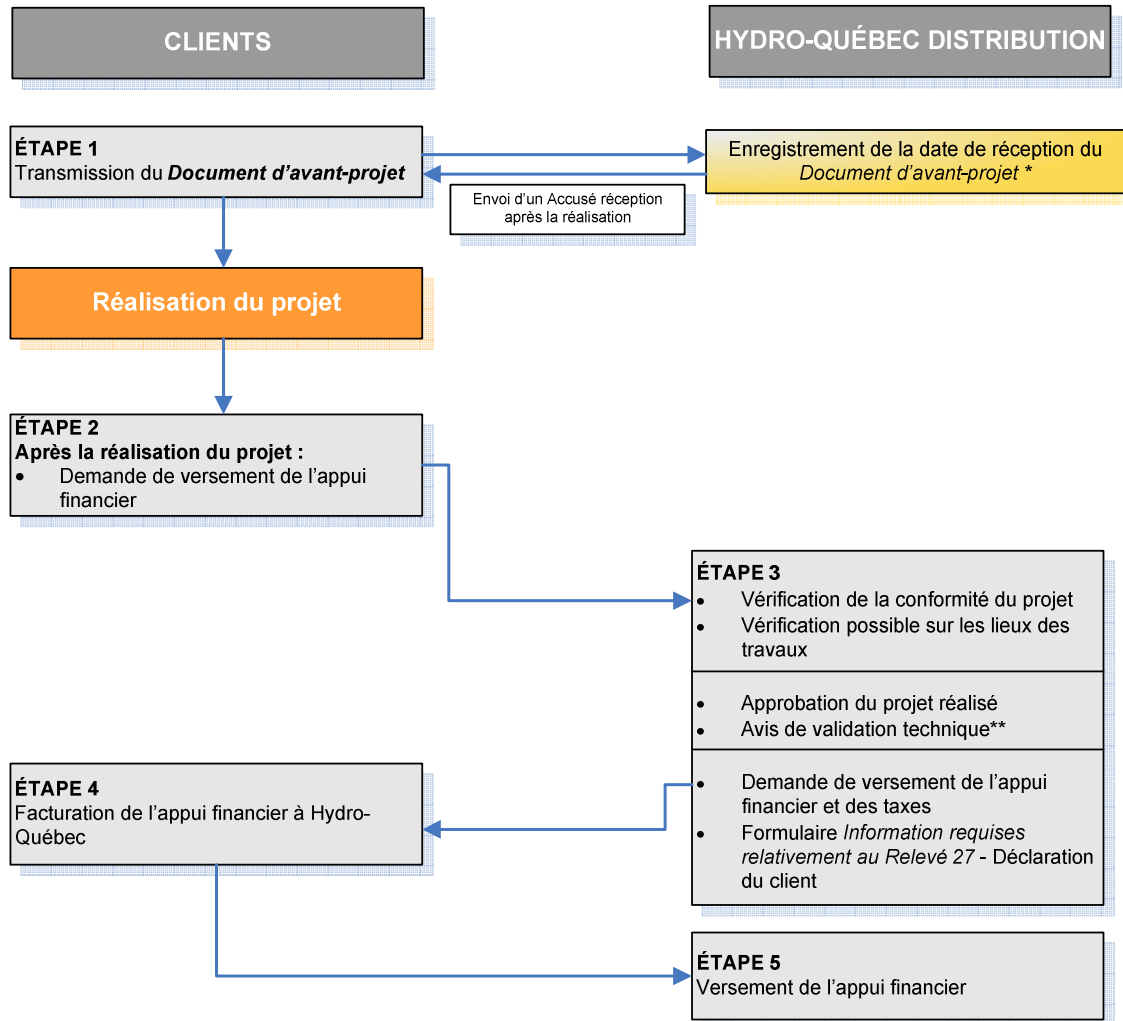
Dans le cadre du programme *OIEÉSI*, en ce qui a trait aux *Services de soutien à l'investissement* et selon le volet considéré parmi ces services, différentes étapes d'approbation sont prévues.

VOLET – Mesures prescriptives

Pour les mesures prescriptives, les outils de calcul d'Hydro-Québec sont obligatoires. Les principales étapes d'obtention d'un appui financier sont présentées au schéma 59.6-C.

Schéma 59.6-C

Étapes du processus d'obtention d'un appui financier



* Hydro-Québec se réserve le droit de demander la révision de ce document.

** Un avis de fin de validation technique est transmis au client, pour tous les projets, qu'il y ait ou non vérification sur les lieux.

***VOLETS - Modernisation, Modernisation grand projet,
Agrandissement, nouvelle construction et ajout de ligne de production***

**Les principales étapes d'obtention d'un appui financier sont
présentées au schéma 59.6-D.**

Schéma 59.6-D

Étapes du processus d'obtention d'un appui financier

Clients	Hydro-Québec Distribution
1° Dépôt de la proposition de projet.	2° Accusé réception et confirmation de l'admissibilité du client.
3° Dépôt du Plan de mesurage.	4° Approbation du Plan de mesurage du client.
5° Mesurage avant la réalisation du projet.	6° Analyse et acceptation du projet.
7° Signature du contrat par les parties.	
8° Versement par le Distributeur du 1 ^{er} paiement de l'aide financière et réception des bons de commande du client (25 %).	
9° À la suite de la mise en route des équipements, transmission par le client des autres informations nécessaires.	10° Versement du second paiement de l'aide financière (50 %).
11° Mesurage par le client (réalisé au plus tard 18 mois après la signature du contrat).	12° Dernier versement du paiement de l'aide financière en fonction des coûts et des économies réels. ³

Les processus administratifs des autres volets du programme OIEÉSI sont toujours en cours d'élaboration.

60. **Références :** (i) Pièce B-1-HQD-8, document 8, page 17;
(ii) Pièce B-1-HQD-8, document 8, annexes, page 13.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur évalue les objectifs d'économie d'énergie du *Diagnostic résidentiel* à 36 GWh pour 2011, dont 18 GWh générés par le nouveau service *Comparez-vous*. Le budget demandé est de 8 M\$, dont 4 M\$ en commercialisation.

Le Distributeur spécifie qu'il complètera en 2010 un projet-pilote pour tester le nouveau service *Comparez-vous*.

Le tableau B-1, qui présente les hypothèses de calcul utilisée en 2011, se retrouve en référence (ii). L'extrait qui suit porte spécifiquement sur le *Diagnostic résidentiel*.

³ Le dernier versement ne sera pas de 25% si les économies d'énergie réelles ne sont pas celles de l'étape 6.

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

Programmes	Nombre * (unités/projets)	Gain unitaire moyen net** (kWh/an)	Impact énergétique (GWh ajoutés nets)	Effet d'entraînement		Opportunisme
				Participants	Non-participants	
Marché résidentiel						
Diagnostic - résidentiel						
DRMC	36 055	294	10,6	n/a	n/a	n/a
Service «Comparez-vous»	406 064	63	25,4	n/a	n/a	n/a

La Régie observe, dans ce tableau, un impact énergétique net de 25,4 GWh pour le service *Comparez-vous*.

Demandes :

60.1 Veuillez concilier les objectifs d'économie d'énergie présentés en référence (i) et (ii).

Réponse :

Pour l'année 2011, le Distributeur a prévu réaliser des économies d'énergie de 36 GWh pour son programme de Diagnostic – résidentiel. Une part de ces économies proviendra de l'outil actuel du Diagnostic résidentiel (10,6 GWh) et l'autre du nouveau service *Comparez-vous*. Le tableau R-60.1 présente le détail de ces économies.

Les gains énergétiques prévus pour le service *Comparez-vous* sont donc de 25,4 GWh (18,2 GWh + 7,2 GWh).

**Tableau R-60.1 : Provenance des économies d'énergie
du programme *Diagnostic - résidentiel***

Participants à l'ancien programme DRMC	Envoi systématique du rapport comparatif <i>Comparez-vous</i> (sans questionnaire à compléter)	18,2 GWh
Nouveaux participants - service <i>Comparez-vous</i>	Petit questionnaire et envoi du rapport comparatif <i>Comparez-vous</i>	7,2 GWh
Nouveaux participants au DRMC	Outil toujours disponible sur Internet	10,6 GWh
Total		36,0 GWh

60.2 Compte tenu que le projet-pilote doit être complété en 2010, veuillez expliquer les bases sur lesquelles le Distributeur évalue le gain unitaire du service

Comparez-vous, qui correspond à plus de 20 % du gain unitaire du *Diagnostic résidentiel* (63 GWh/294 GWh = 21 %).

Réponse :

Pour les fins d'analyses économiques, le Distributeur doit émettre des hypothèses sur les gains unitaires, les taux de participation espérés et les coûts du programme. Dans le cas du service *Comparez-vous*, le Distributeur bénéficie des résultats obtenus par le programme *Diagnostic – résidentiel* et de la banque de données recueillies auprès de ses participants.

Le gain moyen pour les nouveaux participants (environ 40 000) au service *Comparez-vous* est de 175 kWh. Il est de 50 kWh pour les participants à l'ancien DRMC (environ 365 000). Le gain unitaire net présenté au tableau B-1 est la moyenne pondérée de ces deux segments.

Le Distributeur précise qu'il poursuivra les analyses au cours des prochains mois afin de consolider ces hypothèses.

60.3 Veuillez spécifier la portion du budget demandé, de 8 M\$, qui est associée au service *Comparez-vous*.

Réponse :

Un montant de 4,7 M\$ est spécifiquement prévu pour le développement, l'exploitation et la commercialisation du service *Comparez-vous* en 2011.

61. Référence : Pièce B-1-HQD-8, document 8, page 22.

Préambule :

Au sujet du programme de *Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu*, le Distributeur indique avoir reçu 72 demandes de réservation de fonds associées à 432 logements pour un potentiel d'économies d'énergie de 0,8 GWh. De ce nombre, le Distributeur a versé les appuis financiers pour 20 demandes, lesquelles représentaient 82 logements, pour un impact énergétique de 0,2 GWh.

Demande :

61.1 Veuillez expliquer pourquoi 20 demandes ont reçu l'appui financier du Distributeur, sur les 72 reçues. Veuillez élaborer sur le statut des 52 demandes n'ayant pas reçu d'appui financier.

Réponse :

Le volet *privé – municipalités* est un programme complémentaire au programme Rénovation majeure de la ville de Montréal. Sur acceptation du citoyen au programme, la ville de Montréal fait parvenir au Distributeur une demande de réservation de fonds.

Les délais prévus au programme de la Ville sont :

- **2 mois pour débiter les travaux ;**
- **12 mois pour les compléter ;**
- **2 mois pour soumettre la demande d'aide financière.**

En août dernier, le Distributeur avait reçu 20 demandes de paiement parmi les 72 demandes de réservation de fonds. Les 52 autres demandes sont toujours actives et à l'intérieur des délais prévus.

62. Référence : Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 23 et 24.

Préambule :

Au sujet du programme *Récupération de réfrigérateurs et congélateurs énergivores* :

« Après deux années d'exploitation, le Distributeur a réalisé un bilan du programme. Il a conclu qu'un potentiel de récupération de réfrigérateurs et congélateurs existe toujours et souhaite poursuivre le programme jusqu'en 2015. En 2011, le Distributeur exploitera le programme selon le mode actuel. Toutefois, pour la période 2012-2015, il entend revoir son modèle d'affaires pour maintenir la rentabilité du programme et tenir compte des résultats de l'évaluation.

Enfin, le Distributeur modifie certaines modalités du programme. L'aide financière par appareil récupéré sera réduite de 60 \$ à 30 \$ et, pour être admissibles, les réfrigérateurs et congélateurs devront avoir été fabriqués avant 1996.

Objectifs d'économies d'énergie et budget

Pour 2011, le Distributeur prévoit investir 19 M\$, dont 3 M\$ (16 %) en aide financière, pour des économies d'énergie de 56 GWh. Ce programme fait actuellement l'objet d'une évaluation. Les analyses préliminaires semblent indiquer que le gain unitaire de la mesure serait inférieur à l'hypothèse utilisée lors du lancement du programme. Le

Distributeur anticipe, dans sa prévision énergétique pour les années 2011 à 2015, une baisse de ce gain de 25 %. Celui-ci pourrait être revu selon les résultats finaux de l'évaluation. »

Demandes :

62.1 Veuillez quantifier le potentiel résiduel, qui permettrait au Distributeur de poursuivre le programme jusqu'en 2015.

Réponse :

Le Distributeur estime à plus d'un million le nombre d'appareils énergivores âgés de 15 ans et plus toujours en fonction au Québec.

62.2 Veuillez indiquer si la réduction de l'aide financière de 60 \$ à 30 \$ est applicable dès 2011. Sinon, veuillez expliquer ce choix.

Réponse :

Oui, le Distributeur réduira son aide financière à 30 \$ par appareil récupéré dès 2011.

62.3 Veuillez indiquer si le gain unitaire utilisé dans le cadre de la demande budgétaire 2011 a déjà été ajusté à la baisse pour tenir compte des résultats des analyses préliminaires.

Réponse :

Oui, le gain unitaire a été révisé à la baisse, tel que présenté dans le tableau B-1 de la pièce HQD-8, document 8, annexes.

63. Référence : Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 25 et 26.

Préambule :

Au sujet du programme *Pompes à chaleur efficaces et pompes à chaleur pour climat froid*, le Distributeur indique qu'il compte préciser, au cours des prochains mois, le potentiel associé à ces appareils.

Cependant, pour 2011, le Distributeur prévoit réaliser des économies d'énergie de 1,5 GWh avec ce programme.

Demande :

63.1 Veuillez expliquer sur quelles bases les objectifs du programme *Pompes à chaleur efficaces et pompes à chaleur pour climat froid* ont été établis, compte tenu que le potentiel associé à ces appareils doit encore être précisé au cours des prochains mois.

Réponse :

L'objectif a été établi à partir des hypothèses présentées au tableau B-1 de la pièce HQD-8, document 8, annexes.

Ces hypothèses sont préliminaires et proviennent de la qualification d'opportunité en cours de réalisation. Le potentiel technico-économique (PTÉ) qui avait déjà été estimé pour l'ensemble des pompes à chaleur (incluant la géothermie) est en cours de révision. Cette mise à jour permettra d'actualiser les données préliminaires utilisées et de mettre en place une stratégie intégrée pour ces technologies.

64. Référence : Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 32 à 34.

Préambule :

Le Distributeur indique que l'*Approche clés en main*, qui a été mise en œuvre à l'été 2010, cible principalement les petits clients d'affaires du tarif G. Le programme offre l'installation directe et sans frais pour le client de mesures d'efficacité énergétique socialement rentables.

Le déploiement et l'exploitation du programme sont assurés par des prestataires de services externes assujettis à un contrat de performance.

Les prestataires identifient des mesures potentielles, installent les produits identifiés chez les participants en contractant les travaux auprès d'installateurs, définissent l'organisation et la logistique du programme et encadrent le travail des sous-traitants, le cas échéant.

Le budget requis pour le programme est de 82 M\$. L'aide financière représente 93 % de ce budget.

Demandes :

64.1 Veuillez identifier les prestataires de service externes par région.

Réponse :

Un seul prestataire a obtenu le contrat dans chaque agglomération, soit Lumen, une division de Sonepar Canada. Sonepar a acquis une solide expérience dans un programme similaire en Ontario. Ce prestataire aura recours à des sous-traitants qualifiés.

64.2 Veuillez définir le contrat de performance existant entre le Distributeur et les prestataires de service externes. Veuillez notamment préciser les attentes du Distributeur en matière de coûts (totaux et unitaires), de participation, d'économies d'énergie (totales, unitaires et par usage) et de suivi (méthode et fréquence).

Réponse :

Dans le cadre du contrat de performance, le prestataire s'engage à atteindre les objectifs du programme sans toutefois s'y limiter. Ces objectifs incluent le respect de critères de performance mesurés sur la base des indicateurs suivants :

- 1) l'atteinte des objectifs fixés en GWh économisés et en nombre d'installations, à l'échelle du Québec et par région ;**
- 2) le respect de l'échéance fixée pour le lancement à l'échelle du Québec, soit avant la fin de l'été 2010 – le programme est en cours depuis le 20 septembre 2010 ;**
- 3) le maintien de la satisfaction⁴ de la clientèle participante à un seuil minimum de 8/10 ;**
- 4) le maintien d'un taux d'adhésion suffisant au programme, soit un minimum de 30 % de participants sur l'ensemble des clients visés ; et**
- 5) le respect du délai maximum de quatre semaines entre la date de signature de l'entente et le début des travaux d'installation pour un minimum de 80 % des participants.**

En ce qui concerne la participation et les économies d'énergie, le contrat de performance requiert l'atteinte de 575,1 GWh à l'horizon 2014 . Pour ce faire, le Distributeur estime qu'il faudrait réaliser 54 304 installations parmi les 182 529 clients potentiels, soit une participation attendue de 30 %.

Pour vérifier le respect de tous ces critères, le Distributeur assure un suivi rigoureux et régulier des résultats. De cette manière, il peut rapidement exiger du prestataire les ajustements requis.

⁴ Cette satisfaction sera mesurée au moyen de sondages menés par le Distributeur et le prestataire.

Par ailleurs, le mode de rémunération du prestataire implique également des exigences de performance. Ainsi, pour ce contrat, les paiements se répartissent principalement sous deux modes de rémunération pour chacune des régions :

- une rémunération forfaitaire pour le déploiement, la commercialisation et le coût de gestion des activités du programme ; et
- une rémunération à prix unitaire moyen selon le nombre d'installations réalisées chez les clients.

À tous les 6 mois, à compter du 30 juin 2011, une évaluation des résultats est réalisée par le Distributeur afin de dresser un bilan. Si le prestataire n'atteignait pas ses objectifs d'économies d'énergie, des sommes seraient retenues sur ses paiements futurs. Ce processus de suivi est maintenu pour toute la durée du programme.

En plus de déposer l'ensemble de ses processus, ainsi que leur mise à jour, le prestataire est tenu de déposer un plan de suivi et de contrôle. Il permettra au Distributeur et au prestataire de :

- suivre les résultats (par exemple, les gains énergétiques, le nombre de participants, le nombre et les types de produits installés ou la satisfaction) ; et
- contrôler la qualité (par exemple, la saisie de l'information et le respect des garanties) et les coûts afférents au programme (concordance entre les produits installés et facturés).

Le Distributeur fera de plus un suivi périodique des activités suivantes :

- 1) contrôle de la qualité des informations contenues dans les rapports du prestataire ;
- 2) visites ad hoc lors des installations aux fins de contrôle ;
- 3) sondage auprès des participants ; et
- 4) évaluation de la conformité des opérations du prestataire.

Dès la première année, le contrat de performance prévoit la possibilité de mettre fin au contrat si le prestataire n'atteint pas les seuils minimaux requis pour la viabilité du programme (minimum de 65 % des objectifs en GWh).

Le prestataire peut dépasser ses objectifs annuels d'économies d'énergie et prendre ainsi de l'avance sur son objectif global. Il recevra cependant une rémunération proportionnelle aux objectifs globaux du programme et du budget prévu.

64.3 Veuillez indiquer si le coût des mesures implantées est fixé par le Distributeur (considérant séparément les coûts des appareils et de l'installation). Sinon, veuillez élaborer.

Réponse :

Les différents soumissionnaires étaient tenus d'indiquer au Distributeur le coût des mesures (appareils et installation), lequel faisait partie des critères de sélection des prestataires. Une fois le soumissionnaire retenu, le coût des mesures a fait l'objet de négociations avec le Distributeur.

64.4 Veuillez indiquer si ce coût est fixe pour toutes les régions. Sinon, veuillez élaborer.

Réponse :

Il y a une légère différence de prix unitaire des produits entre les régions. Le prestataire s'est toutefois engagé à maintenir les prix fixes pour toute la durée du programme.

64.5 Veuillez confirmer que le coût total, et non seulement le surcoût des mesures efficaces, est assumé par le Distributeur.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

65. Référence : Pièce B-1-HQD-8, document 8, page 49.

Préambule :

Le Distributeur présente les modalités de l'appui financier négocié pour le volet de chauffe communautaire de son programme de *Soutien à l'optimisation énergétique de projets de Développement urbain durable* :

« *Pour le volet de chauffe communautaire, l'appui financier sera négocié au cas par cas en fonction des critères d'évaluation internes suivants :*

- *Le moindre de l'écart entre :*

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

- Les coûts évités du Distributeur (à l'exclusion de la portion des coûts évités de distribution) et la perte de revenus applicable sur les quantités d'énergie produite par le système de chauffe communautaire; et
- 50% du coût total du système de chauffe communautaire.
- Les barrières commerciales à l'entrée spécifiques à chaque situation d'implantation de chauffe communautaire » (nous soulignons).

Demandes :

- 65.1** Veuillez élaborer sur la méthode de calcul que compte utiliser le Distributeur afin de quantifier la portion des coûts évités de distribution.

Réponse :

Le Distributeur évalue séparément les coûts évités de fourniture – transport, de transport de la charge locale et de distribution. Ces coûts sont présentés à la pièce HQD-2, document 4, annexe.

Comme il est mentionné en préambule, le Distributeur n'utilise que les coûts évités de fourniture – transport et de transport de la charge locale dans l'évaluation de l'appui financier pour le volet chauffe communautaire des projets de développement urbain durable.

- 65.2** Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que la première composante de l'aide financière de ce programme serait calculée sur la base de l'écart entre les coûts évités du Distributeur (à l'exclusion de la portion des coûts évités de distribution) et la perte de revenus applicable sur les quantités d'énergie produite par le système de chauffe communautaire, jusqu'à concurrence de 50 % du coût total du système de chauffage.

Réponse :

La quantité d'énergie produite par le système de chauffe communautaire est traduite en deux flux et ce pour toute la durée de vie du système, sur une base annuelle :

- **coûts évités de fourniture et de transport de la charge locale pour le Distributeur ;**
- **pertes de revenus.**

Ces deux flux annuels sont ensuite ramenés en valeur actuelle. L'écart entre les coûts évités et les pertes de revenus est comparé à la valeur de 50 % de l'investissement.

L'aide financière versée sera constituée du moindre de ces deux montants.

65.3 Veuillez élaborer et donner quelques exemples de barrières commerciales à l'entrée de systèmes de chauffe communautaires ainsi que sur leur impact sur l'aide financière éventuellement négociée pour un projet.

Réponse :

Le Distributeur précise que sa connaissance des barrières commerciales s'approfondira avec la conception du programme et son implication dans quelques projets. Il identifie pour le moment les barrières suivantes :

- **Système de chauffe communautaire (chauffage principal) :**
 - coût d'acquisition et d'installation, en comparaison avec le coût de systèmes électriques conventionnels ;
 - risque associé à la disponibilité et au prix de la source d'énergie ;
 - risque et coût associés à la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée pour l'entretien.
- **Chauffage d'appoint :**
 - nécessité ou non ;
 - le cas échéant, sa nature et son coût.

65.4 Veuillez indiquer la manière dont Distributeur entend s'assurer de l'équité de l'aide financière pour l'ensemble de la clientèle, dans le cadre d'une négociation au cas par cas selon les critères annoncés.

Réponse :

Le Distributeur s'assurera de l'équité pour l'ensemble de sa clientèle en accordant, aux projets de chauffe communautaire réalisés dans le cadre de projets de développement urbain durable (DUD), un appui financier qui ne dépassera pas sa marge de manœuvre économique, soit celle se dégageant du test de neutralité tarifaire. De cette façon, le Distributeur s'assurera que l'aide octroyée n'ait pas d'impact défavorable sur ses tarifs.

En ce qui concerne l'aide aux différents projets de DUD, le Distributeur considère qu'elle n'implique pas une offre commerciale égale pour tous, d'autant plus que les projets pourraient être très diversifiés et difficilement comparables. Le Distributeur juge approprié d'offrir le soutien financier nécessaire pour que s'implantent les projets de chauffe communautaire dans les projets de DUD, dans la mesure où ce

soutien respecte, tel que mentionné, la marge de manœuvre économique du Distributeur.

66. Référence : Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 60 et 61.

Préambule :

« Dans sa décision D-2010-022, la Régie a demandé au Distributeur de modifier sa méthode d'analyse de robustesse économique du PGEÉ. Conformément à cette demande, le Distributeur a établi un intervalle de confiance égale à 10 % pour chacune des trois variables explicatives identifiées ci-dessus. Deux situations ont été retenues.

Dans une première situation, qualifiée de « défavorable », les coûts de programme pour le Distributeur ont été augmentés de 10 % alors que, simultanément, les économies d'énergie et les coûts évités ont été réduits de 10 %. Inversement, dans une seconde situation, considérée « favorable », les coûts de programme du Distributeur ont été diminués de 10 % tandis que les économies d'énergie et les coûts évités ont été majorés de 10 %.

Les résultats de ces analyses sont présentés dans le tableau 6.4. Deux conclusions principales se dégagent :

[...]

- 1. Le test du coût total en ressource (TCTR) est toujours positif, ce qui signifie que le PGEÉ dans son ensemble reste économiquement rentable et ce, même dans l'analyse de la situation « défavorable ».*
- 2. Le test de neutralité tarifaire (TNT) est négatif dans les deux situations. Autrement dit, même dans une situation « favorable », le PGEÉ exerce une pression à la hausse sur les tarifs de l'ensemble des clients. »*

Demande :

66.1 Veuillez élaborer sur les motifs qui incitent le Distributeur à retenir un intervalle de confiance uniforme de 10 % pour chacune des variables de l'analyse de sensibilité. Dans votre réponse, veuillez notamment, mais non exclusivement, aborder l'aspect des variations historiques en matière de coûts des programmes, de coûts évités et d'économies d'énergie réalisées.

Réponse :

À la demande de la Régie, le Distributeur a réalisé des analyses de sensibilité en modifiant les trois variables clés de l'analyse de rentabilité simultanément.

Pour que l'analyse garde un certains sens, il faut que l'intervalle analysé ne soit pas trop large pour refléter des situations probables. De plus, puisque toutes les variables vont dans le même sens (favorable ou défavorable), les impacts s'additionnent, incitant le Distributeur à proposer un même intervalle pour chaque variable.

Dans le choix de l'intervalle, le Distributeur a considéré les éléments suivants :

- La variable *coût évité* n'est pas sous le contrôle du Distributeur. Par le passé, les écarts observés ont fluctué, à la hausse comme à la baisse, dans des limites qui ont excédé 10 %. Considérant cette trop grande variabilité, les écarts sur cette variable ne pouvaient pas servir dans le choix du pourcentage.
- La variable *économies d'énergie* est très liée à la variable *coûts des programmes*. En effet, une grande proportion des coûts de programmes est constituée de l'aide financière. Or cette dernière conditionne l'adhésion aux programmes par les clients.
- C'est donc la variable *coûts de programmes* qui a paru au Distributeur être l'élément pertinent sur lequel baser la variation de l'intervalle de confiance, puisque celle-ci est entièrement sous le contrôle du Distributeur.

La balise pour choisir le pourcentage est basée sur l'expérience du Distributeur. Au début du déploiement de ses programmes, le Distributeur prévoyait un niveau de contingence de 10 % pour couvrir les aléas liés à la réalisation des économies d'énergie anticipées et aux coûts prévus (développement, formation, outils, gestion et communication).

En tenant compte de tous ces éléments, l'intervalle de 10 % est celui qui paraît au Distributeur le plus raisonnable pour vérifier la robustesse du PGEE.

67. Référence : Pièce B-1-HQD-8, document 8, pages 61 et 62.

Préambule :

« 6.3 Analyse financière

Le PGEÉ a un impact positif sur les revenus requis, ce qui se traduit par une pression à la hausse sur les tarifs. L'impact net s'explique principalement par les volumes d'économies d'énergie, lesquels impliquent une perte de revenus pour le Distributeur. Cette perte est d'autant plus importante que le Distributeur, d'une part, vise davantage les clientèles aux tarifs G et M et, d'autre part, qu'il rehausse son aide financière à ces clientèles pour atteindre les objectifs d'économies d'énergie qui leur sont associées. »

Demande :

67.1 Compte tenu que les choix d'intervention du Distributeur, en matière de clientèle visée et de rehaussement de l'aide financière, résultent en une pression à la hausse sur les tarifs, veuillez motiver ces choix.

Réponse :

Pour que soit atteinte la cible fixée par le gouvernement du Québec en 2015, le Distributeur doit être plus interventionniste afin de convaincre les segments de clients qui ont été jusqu'à présent absents ou peu enclins à participer à ses programmes de le faire. Des programmes plus ciblés, mieux adaptés et plus généreux doivent être mis en place pour encourager la réalisation de projets d'efficacité énergétique de plus grande envergure, particulièrement dans le marché affaires. Cette réalité a été exposée en introduction de la section 5.2 de la pièce HQD-8, document 8.

Le Distributeur souligne que, dans la mesure où les gisements d'économies les moins coûteux ont été exploités en priorité, il est normal que le coût de générer des économies additionnelles soit plus important que dans le passé.

Le Distributeur ajoute que le fait d'inclure, dans les revenus à la marge, la hausse du coût de l'électricité du bloc patrimonial à compter de 2014 (ainsi qu'il est mentionné au tableau 6.1 de la pièce HQD-8, document 8) augmente les pertes de revenus et contribue à accroître la pression du PGEÉ sur les tarifs.

Enfin, le Distributeur souligne que les stratégies utilisées pour atteindre la cible d'efficacité énergétique respectent le critère de rentabilité pour la société (TCTR positif).

68. Référence : Pièce B-1-HQD-8, document 8, annexes, pages 27 et 28.

Préambule :

Au tableau D-1.1 de la référence, le Distributeur présente les résultats de son analyse des données obtenues de CCÉG, soit l'évolution des paramètres du programme de géothermie (gains unitaires et surcoûts) :

TABLEAU D-1.1 : ÉVOLUTION DES PARAMÈTRES DU PROGRAMME DE GÉOTHERMIE

		Anciens paramètres	Nouveaux paramètres	Différence
Gains unitaires (kWh/année)*	Existant	11 286	11 950	+5,9 %
	Nouvelle construction	7 341	9 880	+34,5 %
Surcoûts (\$)	Existant	13 145	21 237	+62 %
	Nouvelle construction	11 744	14 491	+21 %

*Découlent d'une simulation énergétique basée sur les caractéristiques d'une habitation moyenne.

Le Distributeur présente aussi son analyse du marché de la géothermie au Québec : « *Plusieurs informations portent à croire que les clients qui optent pour la géothermie sont peu influencés par les appuis financiers et que le taux d'opportunité du programme, actuellement en évaluation, sera nettement plus élevé que celui estimé à 7 % par le Distributeur au début du programme.* »

[...]

Considérant ce qui précède, et le fait que les résultats de l'évaluation du programme soient attendus à l'automne 2010, le Distributeur entend poursuivre le programme pendant au moins une année avec les mêmes appuis financiers. Cette approche prudente est appuyée par le résultat de l'analyse économique de programme qui conclut à un CTR négatif. Le Distributeur a choisi de rehausser le taux d'opportunité à 25 % aux fins de ses analyses économiques et financières, dans l'attente des résultats de l'évaluation ».

Demandes :

68.1 Veuillez commenter la possibilité pour le Distributeur d'adapter son programme afin de mieux cibler la clientèle nouvelle construction, pour qui la géothermie présente un surcoût beaucoup moins élevé que pour un bâtiment existant, tout en générant un gain unitaire appréciable.

Réponse :

Le Distributeur étudiera cette possibilité à la lumière des résultats de l'évaluation et de la mise-à-jour du PTÉ.

68.2 Veuillez indiquer si la hausse appliquée au taux d'opportunité du programme *Géothermie* (passage de 7 % à 25 %) découle de l'application d'un rapport d'évaluation déposé à la Régie. Si oui, veuillez en indiquer la référence.

Réponse :

Non. Les motifs qui ont amené le Distributeur à hausser le taux d'opportunité à 25 % sont expliqués aux pages 27 et 28 de la pièce HQD-8, document 8. Le Distributeur réitère que les résultats des groupes de discussion menés en 2009 donnaient des indications claires à l'effet que le taux d'opportunité était largement sous-estimé à 7 %. Bien que le taux de 25 % ne constitue pas une donnée statistique comme l'est un résultat d'évaluation, le Distributeur a estimé qu'il s'agissait d'une hypothèse raisonnable qu'il était préférable d'appliquer dès maintenant en attendant les résultats de l'évaluation. De plus, le Distributeur ajoute qu'il a récemment obtenu des résultats préliminaires de l'évaluation, lesquels laissent entrevoir un taux d'opportunité supérieur à 25 %. Les résultats finaux de l'évaluation sont attendus au début de l'année 2011.

68.3 Veuillez présenter les résultats de l'analyse économique du programme *Géothermie* (TCTR, TP et TNT) en maintenant la valeur du taux d'opportunité du programme à 7 %.

Réponse :

**Tableau R-68.3
Résultats des tests économiques pour la Géothermie**

Taux d'opportuniste = 7%		
M\$ actualisés	Bâtiment existant et Nouvelle construction	Nouvelle construction
TCTR	3,7	1,3
TP	3,4	2,1
TNT	3,3	0,6

- 68.4** Veuillez aussi présenter les résultats de l'analyse économique du programme en ne prenant en compte que la clientèle nouvelle construction et en maintenant le taux d'opportunité à 7 %.

Réponse :

Voir la réponse à la question précédente.

REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

- 69. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-9, document 2, page 3;
(ii) Rapport annuel 2009, pièce HQD-2, document 3, page 5;
(iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 144, tableau R-75.1-A et page 147, tableau R-75.1-C.

Préambule :

- (i) Le Distributeur établit la prévision des revenus autres que les ventes d'électricité à 223,6 M\$ en 2011.
- (ii) La Régie constate une sous-évaluation année après année des revenus autres que les ventes d'électricité. En 2009, une sous-évaluation par rapport au montant autorisé 2009 de l'ordre de 35 M\$ a été réalisée. Elle constate également qu'il est difficile pour le Distributeur de prévoir les revenus relatifs aux frais d'administration.
- (iii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau R-75.1-A le détail des revenus autres que ventes d'électricité, sur une base comparable, sur la période de 2004-2009.

Il présente également un tableau R-75.1-C qui limite son analyse aux composantes dont la nature est prévisible et récurrente, sur la période 2004-2010.

Demandes :

- 69.1** Veuillez mettre à jour et compléter les tableaux R-75.1-A et R-75.1-C (référence (iii)), sur la période 2004-2011.

Réponse :

**Le tableau R-69.1-A présente l'information à jour du tableau R-75.1-A et
le tableau R-69.1-B présente l'information à jour du tableau R-75.1-C.**

Tableau R-69.1-A

Revenus autres que ventes d'électricité	2004			2005			2006			2007			2008			2009			2010	2011
	Autorisé D-2004-47	Année historique	Écart	Autorisé D-2005-34	Année historique	Écart	Autorisé D-2006-34	Année historique	Écart	Autorisé D-2007-12	Année historique	Écart	Autorisé D-2008-024	Année historique	Écart	Autorisé D-2009-016	Année historique	Écart	Autorisé D-2010-022	Année témoin
Facturation externe émise	52,0	58,3	6,3	54,1	59,0	4,9	54,9	68,5	13,6	61,3	82,3	21,0	68,9	90,2	21,3	81,5	100,3	18,8	94,7	112,2
Revenus liés à la fourniture d'électricité	47,5	55,3	7,8	52,0	55,2	3,2	52,1	66,2	14,1	58,3	70,8	12,5	66,3	83,3	17,0	72,7	92,5	19,8	87,7	105,7
Frais d'administration	24,1	29,5	5,4	26,4	30,5	2,1	26,4	40,7	12,3	33,4	43,5	10,1	40,6	57,8	17,2	47,0	64,2	17,2	62,0	80,0
Frais de gestion et d'ouverture de dossier	14,8	15,3	0,5	14,4	15,2	0,8	14,4	15,6	1,2	15,6	16,2	0,6	15,7	14,4	-1,3	15,7	15,0	-0,7	15,7	15,7
Frais de mise sous tension	8,6	10,5	1,9	9,2	9,5	0,3	9,3	9,9	0,6	9,3	11,1	1,8	10,0	11,1	1,1	10,0	13,3	3,3	10,0	10,0
Autres produits	4,5	3,0	-1,5	2,1	3,8	1,7	2,8	2,3	-0,5	3,0	11,5	8,5	2,6	6,9	4,3	8,8	7,8	-1,0	7,0	6,5
Frais d'interruption de service	0,6	0,6	0,0	0,6	0,7	0,1	0,6	0,8	0,2	0,6	0,7	0,1	0,6	0,8	0,2	0,6	1,4	0,8	0,6	0,7
Subtilisation d'énergie	3,2	1,2	-2,0	1,1	1,4	0,3	1,2	0,1	-1,1	0,8	0,7	-0,1	1,0	3,5	2,5	7,1	4,6	-2,5	5,3	4,5
Divers	0,7	1,2	0,5	0,4	1,7	1,3	1,0	1,4	0,4	1,6	10,1	8,5	1,0	2,6	1,6	1,1	1,8	0,7	1,1	1,3
Facturation interne émise	51,2	55,0	3,8	50,4	54,5	4,1	52,9	55,3	2,4	55,0	55,9	0,9	51,2	61,5	10,3	57,4	69,1	11,7	68,3	72,3
Refacturation d'espaces	33,1	28,1	-5,0	28,2	26,6	-1,6	29,1	29,3	0,2	29,3	28,9	-0,4	28,9	29,0	0,1	27,9	27,9	0,0	30,8	34,7
Location de conduits	4,1	2,1	-2,0	2,0	2,1	0,1	2,1	2,1	0,0	2,1	2,1	0,0	2,1	2,2	0,1	2,2	2,1	-0,1	2,1	2,1
Mesurage	0,8	1,0	0,2	0,9	0,8	-0,1	0,7	0,5	-0,2	0,4	0,5	0,1	0,5	0,5	0,0	0,5	0,5	0,0	0,5	0,5
Expertise et autres	4,8	5,8	1,0	2,0	5,2	3,2	1,4	4,3	2,9	5,3	5,2	-0,1	1,0	7,4	6,4	3,8	6,0	2,2	5,7	3,6
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	8,4	18,0	9,6	17,3	19,8	2,5	19,6	19,1	-0,5	17,9	19,2	1,3	18,7	22,4	3,7	23,0	32,6	9,6	29,2	31,4
Récupération de coûts	34,4	52,1	17,7	39,1	43,4	4,3	33,1	39,5	6,4	33,7	42,4	8,7	34,3	45,4	11,1	35,9	40,4	4,5	38,7	37,6
Travaux pour HydroSolution	6,6	6,5	-0,1	6,7	5,7	-1,0	0,0	1,1	1,1	0,0	0,1	0,1								
Réclamations aux tiers et autres	9,7	28,2	18,5	14,2	20,1	5,9	15,8	19,8	4,0	15,2	23,0	7,8	15,7	23,5	7,8	16,4	21,8	5,4	17,6	15,7
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	18,1	17,4	-0,7	18,2	17,6	-0,6	17,3	18,6	1,3	18,5	19,3	0,8	18,6	21,9	3,3	19,5	18,6	-0,9	21,1	21,9
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernements	5,9	4,1	-1,8	3,9	3,9	0,0	3,6	3,6	0,0	3,2	3,2	0,0	2,8	2,8	0,0	2,4	2,4	0,0	2,0	1,5
REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ	143,5	169,5	26,0	147,5	160,8	13,3	144,5	166,9	22,4	153,2	183,8	30,6	157,2	199,9	42,7	177,2	212,2	35,0	203,7	223,6

Tableau R-69.1-B

Revenus autres que ventes d'électricité	2004			2005			2006			2007			2008			2009			2010	2011
	Autorisé D-2004-47	Année historique	Écart	Autorisé D-2005-34	Année historique	Écart	Autorisé D-2006-34	Année historique	Écart	Autorisé D-2007-12	Année historique	Écart	Autorisé D-2008-024	Année historique	Écart	Autorisé D-2009-016	Année historique	Écart	Autorisé D-2010-022	Année témoin
REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ	143,5	169,5	26,0	147,5	160,8	13,3	144,5	166,9	22,4	153,2	183,8	30,6	157,2	199,9	42,7	177,2	212,2	35,0	203,7	223,6
Moins :																				
Éléments dont les revenus additionnels sont équivalents à des coûts additionnels																				
Expertise et autres	-4,8	-5,8	-1,0	-2,0	-5,2	-3,2	-1,4	-4,3	-2,9	-5,3	-5,2	0,1	-1,0	-7,4	-6,4	-3,8	-6,0	-2,2	-5,7	-3,6
Réclamations aux tiers et autres	-9,7	-28,2	-18,5	-14,2	-20,1	-5,9	-15,8	-19,8	-4,0	-15,2	-23,0	-7,8	-15,7	-23,5	-7,8	-16,4	-21,8	-5,4	-17,6	-15,7
Revenus non prévisibles																				
Pénalité à un client industriel pour mettre fin à son contrat (fermeture d'usine)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-9,0	-9,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Revenus prévisibles et récurrents	129,0	135,5	6,4 5%	131,3	135,5	4,2 3%	127,3	142,8	15,5 12%	132,7	146,6	13,9 10%	140,5	169,0	28,5 20%	157,0	184,4	27,4 17%	180,4	204,3

69.2 Veuillez présenter un tableau sur l'évolution des frais d'administration sur la période 2004-2011 en précisant, pour chaque année, les frais d'administration de l'année témoin, l'année de base et l'année historique. Veuillez commenter sur la tendance constatée année après année.

Réponse :

Le tableau R-69.2 présente l'évolution des frais d'administration sur la période 2004-2011.

**Tableau R-69.2
Évolution des frais d'administration sur la période 2004-2011 (en M\$)**

2004			2005			2006			2007		
Autorisé D-2004-47	Année de base	Année historique	Autorisé D-2005-34	Année de base	Année historique	Autorisé D-2006-34	Année de base	Année historique	Autorisé D-2007-12	Année de base	Année historique
24,1	28,7	29,5	28,4	28,0	30,5	28,4	33,4	40,7	33,4	39,6	43,5

2008			2009			2010		2011
Autorisé D-2008-024	Année de base	Année historique	Autorisé D-2009-016	Année de base ¹	Année historique	Autorisé D-2010-022	Année de base	Année témoin
40,6	49,0	57,8	47,0	64,4	64,2	62,0	71,2	80,0

¹ Révisé à 62,4 M\$ (voir dossier R-3708-2009, HQD-13, document 1, page 150).

La croissance des frais d'administration est directement liée au volume grandissant des comptes à recevoir en souffrance. Avec le contexte économique difficile qui perdure, les difficultés financières des clients se traduisent, entre autres, par des retards de paiement qui occasionnent systématiquement la facturation des frais d'administration.

- 70. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-9, document 2, page 4;
(ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 151, tableau R-76.2.

Préambule :

- (i) « *Les prévisions des frais d'administration ont été établies comme suit :*
- *La prévision de l'année de base 2010 a été établie à partir des résultats réels des six premiers mois (37 M\$) et d'un estimé découlant de l'application d'un pourcentage mensuel sur les inventaires de comptes à recevoir prévus des mois de juillet à décembre 2010 (34 M\$).*
 - *Les frais d'administration totalisant 80 M\$ en 2011 ont été établis en appliquant un pourcentage mensuel aux inventaires prévus pour chacun des mois de l'année 2011. »*
- (ii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau R-76.2 l'évolution des soldes des comptes à recevoir et des frais d'administration pour chacun des mois de l'année de base 2009. Ce résultat a été reconduit en 2010.

Demandes :

- 70.1** Veuillez présenter, selon le même niveau de détail que le tableau R-76.2, l'évolution des soldes des comptes à recevoir et des frais d'administration pour chacun des mois de l'année historique 2009. Veuillez expliquer les écarts par rapport au tableau de l'année de base 2009.

Réponse :

Les frais d'administration réels de l'année 2009 totalisent 64,2 M\$ soit 1,8 M\$ de plus que ceux annoncés pour l'année de base 2009. Cet écart découle de la variation constatée entre les inventaires de comptes à recevoir réels et prévus.

**Tableau R-70.1 :
Solde des comptes à recevoir (Actifs) et frais d'administration (M\$)**

	Solde des comptes à recevoir			Frais d'administration		
	Année de base 2009	Année historique 2009	Écart	Année de base 2009	Année historique 2009	Écart
<i>Résultats réels</i>						
Janvier	910	910	0	4,8	4,8	0,0
Février	1 001	1 001	0	5,1	5,1	0,0
Mars	978	978	0	6,2	6,2	0,0
Avril	889	889	0	6,3	6,3	0,0
Mai	845	845	0	6,0	6,0	0,0
Juin	788	745	-43	6,0	5,5	-0,5
Juillet	814	741	-73	6,0	6,0	0,0
Août	788	765	-23	5,0	5,0	0,0
Septembre	826	799	-27	5,0	5,0	0,0
Octobre	797	784	-13	4,0	4,8	0,8
Novembre	837	818	-19	4,0	4,7	0,7
Décembre	795	835	40	4,0	4,3	0,3
Grandes entreprises					0,5	0,5
Total				62,4	64,2	1,8

70.2 Veuillez présenter, selon le même niveau de détail que le tableau R-76.2, l'évolution des soldes des comptes à recevoir et des frais d'administration pour chacun des mois de l'année de base 2010 et l'année témoin 2011.

Réponse :

Tableau R-70.2-A
Solde des comptes à recevoir (Actifs) et frais d'administration (M\$)

	Soldes des comptes à recevoir	Frais d'administration
<i>Résultats réels</i>		
Janvier	993	5,6
Février	1 039	5,4
Mars	987	6,8
Avril	941	6,8
Mai	884	6,2
Juin	801	<u>5,7</u>
		36,5
<i>Résultats estimés</i>		
Juillet	794	6,9
Août	821	5,8
Septembre	858	5,9
Octobre	844	5,6
Novembre	880	5,5
Décembre	899	<u>5,0</u>
		34,7
Année de base 2010		71,2

**Tableau R-70.2-B
Solde des comptes à recevoir (Actifs) et frais d'administration (M\$)**

	Soldes des comptes à recevoir	Frais d'administration
<i>Résultats estimés</i>		
Janvier	1 150	6,6
Février	1 259	6,7
Mars	1 217	8,6
Avril	1 092	8
Mai	1 026	7,1
Juin	893	6,4
Juillet	875	7,5
Août	895	6,2
Septembre	926	6,2
Octobre	902	5,9
Novembre	929	5,7
Décembre	940	5,1
Année témoin 2011		80

**BASE D'ÉTABLISSEMENT DES PRIX, COÛTS ET FRAIS LIÉS
À L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE**

71. **Référence :** Pièce B-1, HQD-11, document 3, page 9.

Préambule :

- (i) « Le tableau suivant reproduit les taux présentés au tableau de la section 4.1 en page 9 de la référence (i).

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

Libellé du taux	Taux en vigueur au		écart
	1er avril 2010	1er avril 2011	
Provision pour l'exploitation et l'entretien futurs – aérien	22,90%	18,10%	-4,8%
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes – souterrain	26,40%	27,60%	+ 1,2%
Frais de gestion de matériel – aérien	18,00%	17,00%	-1,0%
Frais de gestion de matériel – souterrain	8,80%	12,50%	+ 3,7%
Frais de matériel mineur – aérien	9,60%	8,40%	-1,2%
Frais de matériel mineur – souterrain	4,50%	6,10%	+ 1,6%

Reproduction partielle du Tableau de la section 4.1 de la référence (i)

Pour justifier ces écarts, le Distributeur indique également à la page 9 de la référence (i) qu'il a procédé, comme à tous les deux ans, « à un nouveau partage des coûts relatifs à la gestion des matériaux aériens et souterrains, selon l'évolution des sorties de magasins. Cette révision a fait passer la part des coûts de gestion en aérien de 57 % à 66 %. Pour le souterrain, cette part qui était de 43 % représente maintenant 34 %. ».

Demandes :

71.1 Veuillez expliquer la nature des frais de gestion et produire un tableau illustrant la valeur totale des frais d'ingénierie, de gestion et de matériel ainsi que la valeur totale des sorties de magasins de matériel aérien et souterrain au cours des quatre dernières années.

Réponse :

Les frais de gestion des demandes correspondent, entre autres, aux coûts de gestion des travaux d'arpentage, d'acquisition de servitude et de suivi de la demande. Les frais de gestion des matériaux représentent les coûts reliés à la gestion des inventaires. Voir la pièce HQD-1, document 3, pages 12 à 14, du dossier R-3535-2004 – Phase II.

Tableau R-71.1a
Valeur totale en aérien (M\$)

Année	Frais d'ingénierie	Frais de gestion des matériaux	Frais de matériel mineur
2007	24,7	17,5	10,4
2008	23,2	21,5	11,1
2009	25,4	18,2	10,0
2010	23,2	18,2	9,7
2011	25,1	20,2	10,0

Tableau R-71.1b
Valeur totale en souterrain (M\$)

Année	Frais d'ingénierie	Frais de gestion des matériaux	Frais de matériel mineur
2007	14,3	3,8	2,3
2008	12,7	4,7	2,4
2009	14,2	6,7	3,7
2010	12,9	6,7	3,6
2011	13,2	7,5	3,7

Tableau R-71.1c
Valeur totale des sorties de magasins (M\$)

Année	Matériaux aérien	Matériaux souterrain
2007	70,8	47,2
2008	90,0	60,0
2009	98,6	74,4
2010	101,6	76,6
2011	118,6	60,3

71.2 Veuillez fournir un relevé annuel de la valeur des travaux en souterrain et en aérien effectués au cours des quatre dernières années.

Réponse :

La valeur des travaux en souterrain et en aérien est présentée au tableau suivant :

Tableau R-71.2
Valeur des travaux (M\$)

Année	Aérien	Souterrain
2007	96,9	41,2
2008	88,9	44,5
2009	107,1	48,7
2010	103,9	48,7
2011	114,8	47,9

71.3 Veuillez élaborer sur la corrélation entre la valeur des sorties de magasins de matériel souterrain et la valeur des travaux en souterrain.

Réponse :

La valeur des sorties de magasin représente le matériel qui transite dans les magasins, sans égard à l'origine du mouvement tels les demandes de requérants ou le programme d'investissement du Distributeur.

Par contre, les données relatives à la valeur des travaux souterrains et qui servent à l'établissement des frais d'ingénierie et de gestion des demandes sont directement reliées aux demandes de requérants.

Il n'est donc pas possible de lier les deux données et d'établir une corrélation quelconque puisque d'une année à l'autre, les sorties de magasins relatives aux demandes de requérants peuvent varier dans un sens et celles relatives aux investissements du Distributeur, associés, par exemple, à la pérennité de ses équipements, varier dans le sens opposé.

STRATÉGIE TARIFAIRE

- 72. Références :** (i) B-1-HQD-12, document 2, page 8;
(ii) R-3708-2009, B-5-HQD-13, document 1, pages 160 et 161;
(iii) R-3708-2009, B-11-HQD-13, document 1.1, pages 57 à 60;
(iv) R-3708-2009, B-1-HQD-12, document 2, page 8.

Préambule :

- (i) Tableau 1 – Impact sur l'indice d'interfinancement du maintien des tarifs 2011.
- (ii) Tableaux R-78.2-A et R-78.2-B.
- (iii) Tableaux R-34.2-A, R-34.2-B et R-34.2-C.
- (iv) Tableau 1 – Impact sur l'indice d'interfinancement du maintien des tarifs 2010.

Demandes :

72.1 Veuillez présenter, tel que fait à la référence (ii), l'impact sur l'interfinancement de hausses tarifaires différenciées par catégories de consommateurs qui reflètent la variation de leurs coûts de service dans le cadre du présent dossier tarifaire. Veuillez également fournir le détail des calculs.

Réponse :

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

Le tableau R-72.1-A présente le scénario de hausses différenciées par catégories de consommateurs qui reflèteraient la variation des coûts de service et son impact sur les niveaux d'interfinancement.

Tableau R-72.1-A

	Hausse tarifaire 2011 (%)	Interfinancement 2011	
		Avant hausse	Après hausse
		(%)	(%)
Domestique	-0,4	83,1	82,7
Petite puissance	2,9	118,9	122,3
Moyenne puissance	-1,6	134,2	132,2
Grande puissance	0,9	114,2	115,2
Total	0,0	100,0	100,0

Le détail des calculs est présenté au tableau R-72.1-B.

Tableau R-72.1-B

Illustration de l'application des hausses différenciées en 2011

	Croissance des coûts				Revenus additionnels requis				Interfinancement		
	Revenus requis		Croissance	Ventes	Croissance des coûts	Provision réglementaire	Ajustements	Total	Hausse tarifaire	Avant hausse	Après hausse
	2010 (¢/kWh)	2011 (¢/kWh)	2010-11 (¢/kWh)	2011 (GWh)	2011 (M\$)	2009-10 (M\$)	2011 (M\$)	(M\$)	2011 (%)	2011 (%)	2011 (%)
a	b	c = b - a	d	e = c * d	f	g	h = e + f + g	i	j	k	
Domestique	8,68	8,70	0,02	63 809	12,90	(13,77)	(17,86)	(18,74)	(0,41)	83,07	82,74
Petite puissance	7,53	7,86	0,33	13 253	43,87	(3,46)	(4,80)	35,61	2,87	118,92	122,33
Moyenne puissance	5,49	5,42	-0,07	28 266	(19,54)	(4,48)	(7,96)	(31,97)	(1,55)	134,24	132,16
Grande puissance	3,97	4,04	0,07	37 996	26,04	(4,15)	(6,80)	15,10	0,86	114,23	115,21
Total	6,69	6,74	0,04	143 323	63,28	(25,86)	(37,42)	0,00	0,00	100,00	100,00

de référence : (1) (2) (3) (4) (5) et (6) (7) (8) (9) (10)

Références:

(1) : R-3740-2010, HQD-10, Document 3, page 15, Tableau 8B, colonne 6
(2) : R-3740-2010, HQD-10, Document 3, page 15, Tableau 8B, colonne 7
(3) : R-3740-2010, HQD-10, Document 3, page 15, Tableau 8B, colonne 5
(4) : (R-3708-2009, HQD-15, Document 1 page 13, colonne "Variation, Janvier à mars") - (R-3677-2008, HQD-19, Document 1 page 12, colonne "Variation, Janvier à mars")
(5) : Le montant de la ligne "Total" correspond au calcul suivant : g = 0,0 M\$ (R-3740-2010, HQD-1, Document 1 page 6, ligne "Revenus additionnels requis au 1^{er} avril") - f - e
(6) : Répartition de l'ajustement par catégories tarifaires en fonction des revenus prévus avant hausse
(7) : Le montant de la ligne "Total" correspond aux revenus additionnels requis pour 2011 soit 0,0 M\$ (R-3740-2010, HQD-1, Document 1 page 6, ligne "Revenus additionnels requis au 1^{er} avril")
(8) : Colonne h + (R-3740-2010, HQD-12, Document 3 page 3, colonne "Revenus avant la hausse, Total")
(9) : (R-3740-2010, HQD-12, Document 2 page 8, Tableau 1, colonne "Indice d'interfinancement")
(10) : Pondération relative de (Colonne h + R-3740-2010, HQD-12, Document 3 page 3, colonne "Revenus avant la hausse, Total") par rapport à (R-3740-2010, HQD-12, Document 2 page 8, Tableau 1, colonne "Revenus requis")

72.2 Veuillez expliquer et commenter pour chaque catégorie de consommateurs, les résultats des tableaux sur les hausses différenciées fournis à la question précédente.

Réponse :

Le tableau R-72.2-A présente l'évolution des composantes de l'indice d'interfinancement, selon qu'une hausse uniforme ou différenciée soit appliquée en 2011.

Tableau R-72.2-A
Évolution des indices d'interfinancement de 2010 à 2011
Selon une hausse uniforme ou différenciée

(1) Catégories de consommateurs	(2)	(3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13)										
	R-3708-2009 Décidé	R-3740-2010 Proposé										
	2010 - Hausse uniforme	2011 - Hausse uniforme		2011 - Hausse différenciée		Croissance en % (valeurs absolues ou effet total)			Croissance GWh (effet volume)	Croissance en % (valeurs unitaires ou effet prix)		
	Indices	Indices	Écart 2011-2010	Indices	Écart 2011-2010	Coûts	Revenus Hausse uniforme	Revenus Hausse différenciée	%	Coûts	Revenus Hausse uniforme	Revenus Hausse différenciée
Domestique	82,8	83,1	0,3	82,7	(0,1)	4,3%	3,9%	3,5%	4,0%	0,2%	-0,1%	-0,5%
Petite puissance	122,0	118,9	(3,0)	122,3	0,4	-8,0%	-10,9%	-8,3%	-11,9%	4,4%	1,2%	4,0%
Moyenne puissance	130,2	134,2	4,1	132,2	2,0	7,8%	10,4%	8,7%	9,1%	-1,3%	1,2%	-0,4%
Grande puissance	115,7	114,2	(1,5)	115,2	(0,5)	0,9%	-1,0%	-0,2%	-0,9%	1,7%	-0,2%	0,7%
Total	100,0	100,0	-	100,0	-	2,8%	2,1%	2,1%	1,9%	0,8%	0,2%	0,2%

Les indices d'interfinancement par catégories de consommateurs varient en fonction de l'évolution de leurs coûts respectifs en comparaison avec l'évolution de leurs revenus. Les indices sont interdépendants puisqu'ils sont calculés à partir des poids relatifs des coûts et des revenus entre les catégories de consommateurs.

Le tableau R-72.2-B détaille l'effet total et l'effet prix de la variation de coûts pour chacune des grandes fonctions.

Tableau R-72.2-B
Variation des coûts liés à l'évolution des indices d'interfinancement

(1) Catégories de consommateurs	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
	Effet total (%)				Effet vol. (%)	Effet prix (%)			
	Fourniture	Transport	Distribution	Total		Fourniture	Transport	Distribution	Total
Domestique	5,6%	3,1%	3,7%	4,3%	4,0%	1,6%	-0,9%	-0,3%	0,2%
Petite puissance	-7,7%	-13,9%	-4,8%	-8,0%	-11,9%	4,2%	-2,1%	7,1%	3,9%
Moyenne puissance	14,2%	3,9%	-2,7%	7,8%	9,1%	5,1%	-5,3%	-11,9%	-1,4%
Grande puissance	4,1%	-2,9%	-16,9%	0,9%	-0,9%	5,0%	-2,1%	-16,0%	1,7%
Total	5,3%	0,3%	1,0%	2,8%	1,9%	3,4%	-1,6%	-0,9%	0,8%

La variation de coûts de 2,8 % s'explique par un effet prix (revenu requis unitaire) de 0,8 % et un effet volume de 1,9 %. Pour chacune des fonctions, les variations de coûts entre les catégories de consommateurs s'expliquent par l'évolution des caractéristiques de consommation ainsi que par l'application, tant en 2010 qu'en 2011, des méthodes de répartitions approuvées.

L'augmentation du coût de fourniture (5,3 %), s'explique essentiellement par la hausse des coûts postpatrimoniaux. L'augmentation du coût de transport (0,3%) provient d'une augmentation de la facture de la charge locale, contrebalancée par l'évolution du compte de frais reportés.

L'augmentation du coût de distribution (1,0 %) s'explique par une légère baisse des charges de réseau et une légère hausse des charges de services à la clientèle. Par ailleurs, une diminution des charges de ventes et commercialisation, notamment pour la catégorie grande puissance, a un impact sur les variations entre les catégories de consommateur.

L'application de la réforme des tarifs généraux implique, entre autres, un transfert de clients de la petite puissance vers la moyenne puissance, ce qui explique en partie l'effet volume et l'effet total de ces deux catégories. L'effet prix est conséquent avec le fait que ce sont les gros clients qui procèdent à ce transfert.

Le tableau R-72.2-C présente les données détaillées ayant servi à produire les tableaux R-72.2-A et R-72.2-B.

Tableau R-72.2-C

(1) Catégorie de consommateurs	(2)		(3)		(4)		(5)		(6)		(7)		(8)		(9)		(10)		(11)		(12)		(13)	(12)	
	Fourniture	Total	Fourniture	Total	Fourniture	Total	Fourniture	Total	Fourniture	Total	Fourniture	Total	Transport	Distribution	Total	Fourniture	Total	Fourniture	Total	Revenus uniformes (¢/kWh)	Revenus différenciés (¢/kWh)	Revenus différenciés (M\$)	Revenus différenciés (¢/kWh)	Volumes (GWh)	
2011																									
Domestique	2 128,1	1 354,3	2 070,4	5 552,8	3,34	2,12	3,24	8,70	2,12	3,24	2,12	3,24	2,12	3,24	8,70	4 623,0	7,25	4 604,0	7,22	7,25	4 604,0	7,22	63 809		
Petite puissance	420,0	218,7	402,9	1 041,5	3,17	1,65	3,04	7,86	1,65	3,04	1,65	3,04	1,65	3,04	7,86	1 241,3	9,37	1 276,9	9,63	9,37	1 276,9	9,63	13 253		
Moyenne puissance	835,3	395,8	300,0	1 531,0	2,96	1,40	1,06	5,42	1,40	1,06	1,40	1,06	1,40	1,06	5,42	2 059,7	7,29	2 027,7	7,17	7,29	2 027,7	7,17	28 266		
Grande puissance	1 046,0	411,8	78,6	1 536,3	2,75	1,08	0,21	4,04	1,08	0,21	1,08	0,21	1,08	0,21	4,04	1 758,7	4,63	1 773,8	4,67	4,63	1 773,8	4,67	37 996		
Total	4 429,3	2 380,5	2 851,9	9 661,6	3,09	1,66	1,99	6,74	1,66	1,99	1,66	1,99	1,66	1,99	6,74	9 682,7	6,76	9 682,4	6,76	6,76	9 682,4	6,76	143 323		
2010																									
Domestique	2 015,5	1 313,5	1 997,3	5 326,3	3,29	2,14	3,26	8,68	2,14	3,26	2,14	3,26	2,14	3,26	8,68	4 448,0	7,25	-	-	7,25	-	-	61 346		
Petite puissance	455,1	254,1	423,1	1 132,2	3,03	1,69	2,81	7,53	1,69	2,81	1,69	2,81	1,69	2,81	7,53	1 392,6	9,26	-	-	9,26	-	-	15 040		
Moyenne puissance	731,2	381,1	308,4	1 420,7	2,82	1,47	1,19	5,49	1,47	1,19	1,47	1,19	1,47	1,19	5,49	1 864,9	7,20	-	-	7,20	-	-	25 897		
Grande puissance	1 004,6	424,2	94,5	1 523,3	2,62	1,11	0,25	3,97	1,11	0,25	1,11	0,25	1,11	0,25	3,97	1 777,4	4,64	-	-	4,64	-	-	38 324		
Total	4 206,4	2 372,8	2 823,3	9 402,5	2,99	1,69	2,01	6,69	1,69	2,01	1,69	2,01	1,69	2,01	6,69	9 482,9	6,74	-	-	6,74	-	-	140 607		
Écart (M\$)																									
Domestique	112,6	40,8	73,2	226,5	0,05	(0,02)	(0,01)	0,02	(0,02)	(0,01)	(0,02)	(0,01)	(0,02)	(0,01)	0,02	174,9	(0,01)	156,0	(0,04)	(0,01)	156,0	(0,04)	2 463		
Petite puissance	(35,1)	(35,4)	(20,2)	(90,7)	0,14	(0,04)	0,23	0,33	(0,04)	0,23	(0,04)	0,23	(0,04)	0,23	0,33	(151,3)	0,11	(115,8)	0,38	0,11	(115,8)	0,38	(1 787)		
Moyenne puissance	104,0	14,7	(8,4)	110,4	0,13	(0,07)	(0,13)	(0,07)	(0,07)	(0,13)	(0,07)	(0,13)	(0,07)	(0,13)	(0,07)	194,8	0,09	162,8	(0,03)	0,09	162,8	(0,03)	2 368		
Grande puissance	41,4	(12,4)	(16,0)	13,0	0,13	(0,02)	(0,04)	0,07	(0,02)	(0,04)	(0,02)	(0,04)	(0,02)	(0,04)	0,07	(18,6)	(0,01)	(3,6)	0,03	(0,01)	(3,6)	0,03	(328)		
Total	222,9	7,6	28,6	259,2	0,10	(0,03)	(0,02)	0,05	(0,03)	(0,02)	(0,03)	(0,02)	(0,03)	(0,02)	0,05	199,8	0,01	199,5	6,76	0,01	199,5	6,76	2 716		
Écart (%)																									
Domestique	5,6%	3,1%	3,7%	4,3%	1,5%	-0,9%	-0,3%	0,2%	-0,9%	-0,3%	-0,9%	-0,3%	-0,9%	-0,3%	0,2%	3,9%	-0,1%	3,5%	-0,5%	-0,1%	3,5%	-0,5%	4,0%		
Petite puissance	-7,7%	-13,9%	-4,8%	-8,0%	4,7%	-2,3%	8,1%	4,4%	-2,3%	8,1%	-2,3%	8,1%	-2,3%	8,1%	4,4%	-10,9%	1,2%	-8,3%	4,0%	1,2%	-8,3%	4,0%	-11,9%		
Moyenne puissance	14,2%	3,9%	-2,7%	7,8%	4,7%	-4,8%	-10,9%	-1,3%	-4,8%	-10,9%	-4,8%	-10,9%	-4,8%	-10,9%	-1,3%	10,4%	1,2%	8,7%	-0,4%	1,2%	8,7%	-0,4%	9,1%		
Grande puissance	4,1%	-2,9%	-16,9%	0,9%	5,0%	-2,1%	-16,2%	1,7%	-2,1%	-16,2%	-2,1%	-16,2%	-2,1%	-16,2%	1,7%	-1,0%	-0,2%	-0,2%	0,7%	-0,2%	-0,2%	0,7%	-0,9%		
Total	5,3%	0,3%	1,0%	2,8%	3,3%	-1,6%	-0,9%	0,8%	-1,6%	-0,9%	-1,6%	-0,9%	-1,6%	-0,9%	0,8%	2,1%	0,2%	2,1%	0,2%	0,2%	2,1%	0,2%	1,9%		

72.3 Veuillez expliquer, par catégories de consommateurs, les écarts entre les indices d'interfinancement (après hausses uniformes) présentés aux références (i) et (iv), notamment en énumérant chacun des facteurs qui expliquent ces écarts et en présentant leurs impacts relatifs sous forme de tableau (voir référence iii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 72.2.

73. Références : (i) R-3708-2009, B-1-HQD-12, document 2, page 8;
(ii) R-3708-2009, B-1-HQD-12, document 2, pages 35 à 40.

Préambule :

(i) « 2.3 *Tarifs domestiques*

2.3.1 Description des tarifs et de la clientèle

Les tableaux de la présente section sont établis à partir des données de référence pour la période allant du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009 ».

(ii) Section « *Position concurrentielle* ».

Demandes :

73.1 Tel que présentée au dossier R-3708-2009, veuillez fournir une description des différents tarifs domestiques pour la période allant du 1^{er} mai 2009 au 30 avril 2010.

Réponse :

Les tableaux de la présente réponse sont établis à partir des données de référence pour la période allant du 1^{er} mai 2009 au 30 avril 2010. Les prix des tarifs sont ceux en vigueur au 1^{er} avril 2010 et sont exprimés en basse tension.

Tarifs domestiques

**Tableau R-73.1-A
Tarif D : Revenus par composantes tarifaires – 2009-2010**

Composantes tarifaires	Tarif en vigueur au 1 ^{er} avril 2010	
	Prix	M\$
Redevance (¢/jour)	40,64	451
Énergie		
1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,45	1 434
2 ^e tranche (¢/kWh)	7,51	1 757
Prime de puissance		
Hiver (\$/kW)	6,21	3
Été (\$/kW)	1,26	1,0
Total		3 646

**Tableau R-73.1-B
Tarif D : Description de la clientèle – 2009-2010**

	Abonnements	Consommation annuelle GWh	Revenus totaux M\$
Clientèle résidentielle			
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 173 837	38 402	2 796
Sans puissance facturée	2 172 427	37 993	2 763
Avec puissance facturée	1 410	409	33
<i>Autres types de chauffage</i>	829 242	9 795	737
Sans puissance facturée	828 770	9 652	726
Avec puissance facturée	472	143	11
<i>Total clientèle résidentielle</i>	3 003 079	48 197	3 533
Clientèle agricole			
Sans puissance facturée	38 359	1 198	89
Avec puissance facturée	1 286	305	24
<i>Total clientèle agricole</i>	39 645	1 503	113
Clientèle domestique au tarif D			
Sans puissance facturée	3 039 556	48 843	3 578
Avec puissance facturée	3 168	857	68
<i>Total clientèle domestique au tarif D</i>	3 042 724	49 700	3 646

**Tableau R-73.1-C
Tarif D : Factures mensuelles moyennes
Tarif D au 1^{er} avril 2010**

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture mensuelle moyenne (\$)
Ensemble des clients au tarif D	16 334	100
Chauffés à l'électricité	17 833	108
Non chauffés à l'électricité	12 492	78
Maison unifamiliale moyenne chauffée à l'électricité (158 m ²)	26 484	159

**Tableau R-73.1-D
Tarif DM : Revenus par composantes tarifaires – 2009-2010**

Composantes tarifaires	Tarif en vigueur au 1 ^{er} avril 2010	
	Prix	M\$
Redevance (¢/jour)	40,64	29
Énergie		
1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,45	93
2 ^e tranche (¢/kWh)	7,51	38
Prime de puissance		
Hiver (\$/kW)	6,21	1
Été (\$/kW)	1,26	0,1
Total		161

**Tableau R-73.1-E
Tarif DM : Description de la clientèle – 2009-2010**

	Abonnements	Consommation annuelle GWh	Revenus totaux M\$
Clientèle résidentielle			
<i>Chauffage tout électrique</i>	14 676	1 804	131
<i>Sans puissance facturée</i>	13 475	1 205	88
<i>Avec puissance facturée</i>	1 201	598	43
<i>Autres types de chauffage</i>	5 129	370	27
<i>Sans puissance facturée</i>	4 991	289	21
<i>Avec puissance facturée</i>	138	82	6
<i>Total clientèle résidentielle</i>	19 805	2 174	158
Clientèle agricole			
<i>Sans puissance facturée</i>	260	17	1
<i>Avec puissance facturée</i>	50	16	1
<i>Total clientèle agricole</i>	310	32	3
Clientèle domestique au tarif DM			
<i>Sans puissance facturée</i>	18 726	1 511	110
<i>Avec puissance facturée</i>	1 389	696	51
<i>Total clientèle domestique au tarif DM</i>	20 115	2 207	161

**Tableau R-73.1-F
Tarif DM : Factures mensuelles moyennes
Tarif DM au 1^{er} avril 2010**

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture mensuelle moyenne (\$)
Ensemble des clients au tarif DM	109 696	667
Chauffés à l'électricité	122 574	743
Non chauffés à l'électricité	73 520	453
Immeuble collectif d'habitation chauffé à l'électricité (6 logements)	124 160	742

**Tableau R-73.1-G
Tarif DT : Revenus par composantes tarifaires – 2009-2010**

Composantes tarifaires	Tarif en vigueur au 1 ^{er} avril 2010	
	Prix	M\$
Redevance (¢/jour)	40,64	17
Énergie		
Hors pointe (¢/kWh)	4,33	114
Pointe (¢/kWh)	18,32	12
Prime de puissance		
Hiver (\$/kW)	6,21	0,5
Été (\$/kW)	1,26	0,2
Total		144

**Tableau R-73.1-H
Tarif DT : Description de la clientèle – 2009-2010**

	Abonnements	Consommation annuelle GWh	Revenus totaux M\$
Clientèle au tarif DT	116 271	2 694	143,5

**Tableau R-73.1-I
Tarif DH : Description de la clientèle – 2009-2010**

	Abonnements	Consommation annuelle GWh	Revenus totaux M\$
Clientèle au tarif DH	137	3	0,2

Tarifs généraux

**Tableau R-73.1-J
Tarif L - Revenus par composantes tarifaires**

Composante	Tarif L	
	Prix	M\$ ⁽¹⁾
Énergie (¢/kWh)	2,99	1 205
Puissance (\$/kW)	12,18	687
Dépassement :		
prime quotidienne (\$/kW)	7,11	1
prime mensuelle (\$/kW)	21,33	2
Revenu total		1 895

(1) Les revenus présentés tiennent compte de l'application des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension.

**Tableau R-73.1-K
Tarif L : Description de la clientèle**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus totaux (M\$)
Commercial	49	2 298	120
Industriel	138	32 322	1 482
Institutionnel	27	1 476	79
Réseaux municipaux	16	4 195	213
Total	230	40 291	1 895

**Tableau R-73.1-L
Tarif M - Revenus par composantes tarifaires**

Composante	Prix	M\$ ⁽¹⁾
Énergie (¢/kWh)		
les 210 000 premiers kWh	4,51	732
le reste de l'énergie	3,19	286
Puissance (\$/kW)	13,44	812
Revenu total		1 830

(1) Les revenus présentés tiennent compte de l'application des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension.

**Tableau R-73.1-M
Tarif M : Description de la clientèle**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus totaux (M\$)
Agricole	29	32	3
Commercial	7 443	12 298	889
Industriel	3 084	8 217	600
Institutionnel	2 386	4 575	333
Résidentiel	42	83	6
Total	12 984	25 204	1 830

**Tableau R-73.1-N
Tarif G - Revenus par composantes tarifaires**

Composante	Prix	M\$
Redevance ¹ (\$/mois)	12,33	36
Énergie (¢/kWh)		
les 15 090 premiers kWh	8,82	890
le reste de l'énergie	4,85	80
Puissance ² (\$/kW pour l'excédent de 50 kW)	15,54	63
Revenu total		1 069

(1) Incluant les clients facturés au montant minimal.

(2) Les revenus présentés tiennent compte de l'application des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension.

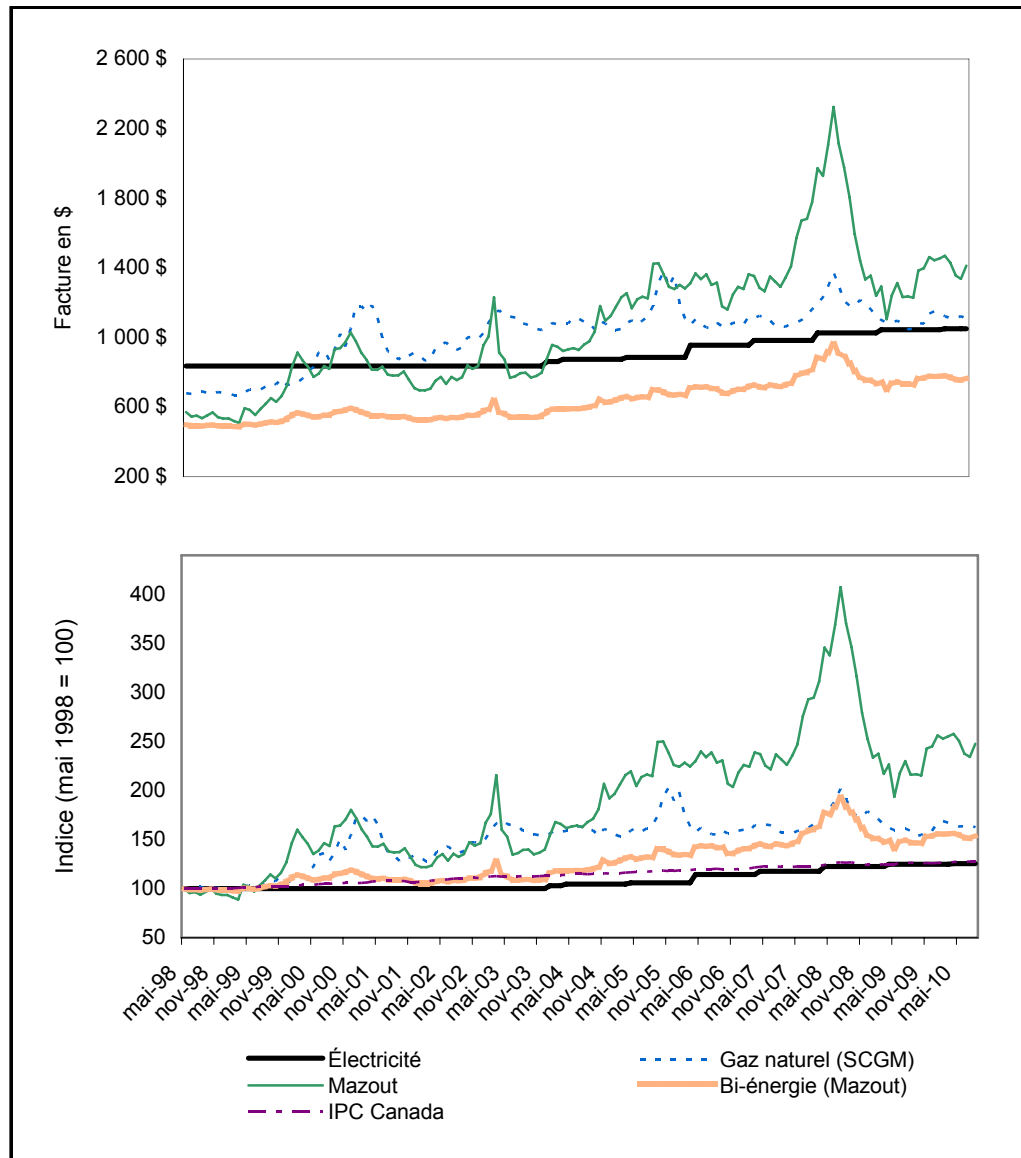
**Tableau R-73.1-O
Tarif G : Description de la clientèle**

	Abonnements		Consommation annuelle (GWh)		Revenus totaux (M\$)	
	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée
Agricole	363	42	19	10	2	1
Commercial	207 242	16 954	10 096	3 803	918	337
Industriel	5 313	946	377	203	35	19
Institutionnel	20 546	3 281	1 217	655	111	60
Résidentiel	906	74	41	17	4	1
Total	234 370	21 297	11 751	4 688	1 069	418
% avec puissance facturée		9 %		40 %		39 %

73.2 Tel que présentée dans le cadre du dossier R-3708-2009, veuillez déposer la position concurrentielle du Distributeur pour l'année tarifaire 2011-2012.

Réponse :

Figure R-73.2-A
Factures annuelles et indices pour le chauffage des locaux
Maison unifamiliale moyenne située à Montréal



Note : Taux d'efficacité des appareils de chauffage au mazout et au gaz naturel de 70 %, et 75 % pour la bi-énergie

**Tableau R-73.2-B
Frais d'énergie pour le chauffage des locaux
Maison unifamiliale moyenne située à Montréal
2009-2010**

	Électricité	Mazout no. 2 ¹			Gaz naturel			Total		
	(¢/kWh)	(¢/litre)	(¢/kWh-é)		Fourniture et compression	Transport, équilibrage et Fonds vert ²	Distribution ³	(¢/m ³)	(¢/kWh-é)	
			@70%	@90%					@70%	@90%
Avril 2009	7,46	69,53	9,20	7,16	20,764	11,014	25,855	57,633	7,82	6,08
Mai 2009	7,46	59,49	7,88	6,13	20,02	10,206	25,855	56,081	7,61	5,92
Juin 2009	7,46	66,80	8,84	6,88	20,196	10,206	25,855	56,257	7,64	5,94
Juillet 2009	7,46	70,60	9,35	7,27	20,629	10,206	25,855	56,690	7,69	5,98
Août 2009	7,46	66,24	8,77	6,82	19,765	10,206	25,855	55,826	7,58	5,89
Septembre 2009	7,46	66,52	8,81	6,85	18,793	10,206	25,855	54,854	7,45	5,79
Octobre 2009	7,46	66,09	8,75	6,80	19,094	10,206	25,855	55,155	7,49	5,82
Novembre 2009	7,46	74,52	9,86	7,67	20,709	10,206	25,855	56,770	7,71	5,99
Décembre 2009	7,46	75,24	9,96	7,75	20,549	10,206	25,855	56,610	7,68	5,98
Janvier 2010	7,46	78,67	10,41	8,10	21,449	10,981	27,208	59,638	8,09	6,30
Février 2010	7,46	77,67	10,28	8,00	22,096	10,981	27,208	60,285	8,18	6,36
Mars 2010	7,46	78,31	10,37	8,06	21,509	10,981	27,208	59,698	8,10	6,30
Avril 2010	7,51	79,09	10,47	8,14	20,623	10,981	27,208	58,812	7,98	6,21
Mai 2010	7,51	76,90	10,18	7,92	20,05	10,981	27,208	58,239	7,90	6,15
Juin 2010	7,51	72,90	9,65	7,51	20,147	10,981	27,208	58,336	7,92	6,16
Juillet 2010	7,51	71,95	9,52	7,41	20,636	10,981	27,208	58,825	7,98	6,21
Août 2010	7,51	75,97	10,06	7,82	19,767	10,981	27,208	57,956	7,87	6,12
Moyenne pondérée par les degrés-jours de chauffage	7,46	74,64	9,88	7,69	20,87	10,66	26,553	58,086	7,88	6,13

1) Source : Régie de l'énergie, première publication du mois.

2) Excluant les ajustements d'inventaires.

3) Chauffage des locaux pour une maison moyenne (158 m²) située à Montréal, excluant les frais de base. La majorité des clients résidentiels de SCGM retirent uniquement du gaz en 1^{re} tranche du tarif de distribution D1 (qui compte 9 tranches dégressives).

**Tableau R-73.2-C
Frais d'énergie pour le chauffage de l'espace
Édifice à bureaux situé à Montréal
2009-2010**

	Électricité (¢/kWh)	Mazout no. 2 ¹ (¢/kWh-é)		Gaz naturel ² (¢/kWh-é)	
		@70%	@90%	@70%	@90%
Avril 2009	7,31	7,58	5,98	5,99	4,74
Mai 2009	7,31	6,67	5,24	5,89	4,66
Juin 2009	7,31	7,63	5,99	5,91	4,68
Juillet 2009	7,31	8,14	6,39	5,97	4,72
Août 2009	7,31	8,24	6,44	5,85	4,63
Septembre 2009	7,31	7,81	6,12	5,61	4,44
Octobre 2009	7,31	7,86	6,16	5,65	4,48
Novembre 2009	7,31	8,86	6,94	5,87	4,65
Décembre 2009	7,31	8,71	6,83	5,85	4,63
Janvier 2010	7,31	9,24	7,24	6,14	4,86
Février 2010	7,31	8,78	6,90	6,23	4,93
Mars 2010	7,31	8,79	6,91	6,15	4,87
Avril 2010	7,38	8,91	7,00	6,03	4,77
Mai 2010	7,38	8,97	7,03	5,95	4,71
Juin 2010	7,38	8,44	6,62	5,96	4,72
Juillet 2010	7,38	8,23	6,46	6,03	4,77
Août 2010	7,38	8,95	7,02	5,91	4,68
Moyenne		8,34		5,94	

1) Prix de détail et prix à la rampe de chargement de Montréal (excluant le transport pour ce dernier).

2) Excluant les frais de base et les ajustements d'inventaires.

**Tableau R-73.2-D
Indices comparatifs des prix de l'électricité en Amérique du Nord
(Avril 2010)**

	Clients résidentiels (1 000 kWh)	Clients de petite puissance (40 kW - 10 000 kWh)	Clients de moyenne puissance (1 000 kW - 400 000 kWh)	Clients de grande puissance (5 000 kW - 3 060 000 kWh)
Villes canadiennes				
- Montréal	100	100	100	100
- Toronto	172	129	144	201
- Winnipeg	103	78	75	85
- Moncton	170	135	147	145
- Edmonton	135	98	130	152
- Vancouver	113	98	85	111
Villes Américaines				
- New York	332	242	252	256
- Chicago	159	108	126	176
- Détroit	189	128	121	145
- Portland	133	91	85	110
- Seattle	112	72	78	116

**Tableau R-73.2-E
Hausse tarifaires 2009-2011 des distributeurs d'électricité au Canada**

	Date d'entrée en vigueur	%	Remarques
Hausse tarifaires accordées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2009	1,20 %	
	1 ^{er} avril 2010	0,35 %	
BC Hydro (BC)	1 ^{er} avril 2009	8,74 %	
	1 ^{er} avril 2010	6,11 %	Hausse intérimaire
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 ^{er} avril 2009	3,0 %	
	1 ^{er} juin 2010	3,0 %	
ENMAX Calgary (AB)	1 ^{er} juillet 2009	12,39 %	
EPCOR Energy (AB)	1 ^{er} avril 2009	-24,0% ⁽¹⁾	
	1 ^{er} avril 2010	-9,0% ⁽¹⁾	
Ottawa Hydro (ON)	1 ^{er} mai 2009	2,1 % ⁽²⁾	
	1 ^{er} mai 2010	7,9 % ⁽³⁾	Variation de 13,9% de la fourniture et de 1,2% de la portion T&D
Manitoba Hydro (MB)	1 ^{er} avril 2009	2,86 %	
	1 ^{er} avril 2010	2,84 %	Hausse intérimaire
Maritime Electric (PE)	1 ^{er} avril 2009	8,4 %	
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 ^{er} juillet 2009	-6,6 %	
	1 ^{er} janvier 2010	3,5 %	
Newfoundland Power (NL)	1 ^{er} juillet 2009	-6,6 %	
	1 ^{er} janvier 2010	3,5 %	
	1 ^{er} juillet 2010	1,7 %	
Nova Scotia Power (NS)	1 ^{er} janvier 2009	9,28 %	
	1 ^{er} janvier 2010	n.d.	
SaskPower (SK)	1 ^{er} juin 2009	8,5 %	
	1 ^{er} août 2010	4,5 %	
Toronto Hydro (ON)	1 ^{er} mai 2009	1,8 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} mai 2010	10,7 % ⁽³⁾	Variation de 13,9% de la fourniture et de 8,9% de la portion T&D
Hausse tarifaires demandées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2011	0,0 %	
Manitoba Hydro (MB)	1 ^{er} avril 2011	2,9 %	
Maritime Electric (PE)			Aucune hausse tarifaire prévue pour 2010 et 2011.

Notes :
 1) Impact sur la facture annuelle (client résidentiel - 1 000 kWh par mois).
 2) Hausse applicable aux clients résidentiels.
 3) Impact sur la facture annuelle (client résidentiel - 800 kWh par mois).

SUIVI DE LA RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX

- 74. Références :** (i) R-3708-2009, Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 5;
 (ii) D-2010-022 (R-3708-2009), page 133.

Préambule :

- (i) À la référence (i), le Distributeur indiquait à la page 5 que « *les premiers impacts de la réforme ne se produiront qu'à partir du 1er décembre 2009 et seront traités dans le cadre de la demande tarifaire de 2011* ».
- (ii) À la page 133 de la référence (ii), la Régie notait qu'un suivi de la réforme et de ses impacts allait être présenté par le Distributeur.

Demande :

74.1 Veuillez fournir un suivi de l'implantation des éléments de la réforme et présenter de façon détaillée, les impacts réels des modifications proposées.

Réponse :

Tel que décrit à la section 5 de la pièce HQD-12, document 2, le remplacement de la puissance souscrite au tarif M a été entamé le 1^{er} décembre 2009 par l'introduction du seuil de 40 %. Ce seuil sera porté à 65 % au 1^{er} décembre 2010. Les analyses préliminaires corroborent les impacts présentés au tableau 57 de la pièce HQD-12, document 1, du dossier R-3677-2008. En effet, les données partielles de facturation, en date de septembre 2010, montrent que très peu de clients ont été contraints par le seuil de 40 %.

Le changement du seuil d'admissibilité du tarif M aura lieu le 1^{er} avril 2011. Le nombre de clients transférés et la consommation associée sont présentés en réponse à la question 3.3, alors que l'impact sur les factures de la clientèle actuelle du tarif M est présenté en réponse à la question 76.1. Toutefois, l'abaissement du seuil de puissance à facturer minimale de 100 à 65 kW au tarif G a été reporté.

Depuis 2008, à la suite de la hausse plus rapide de la 2^e tranche du tarif M par rapport au prix de l'énergie du tarif L, le Distributeur a identifié deux clients de 4,2 MW qui ont transféré du tarif M au tarif L par suite de la modification graduelle du seuil de passage.

75. Références : (i) Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 16 et 17;
(ii) Pièce B-1, HQD-12, document 8, pages 3, 8 et 12.

Préambule :

(i) Le tableau suivant présente les définitions de la puissance telles que présentées à la page 3 de la référence (ii).

« puissance » :

En vigueur au 1er avril 2010	R-3740-2010
a) petite puissance : une puissance à facturer minimale inférieure à 100 kilowatts ; b) moyenne puissance : une puissance à facturer minimale égale ou supérieure à 100 kilowatts, mais inférieure à 5 000 kilowatts ; c) grande puissance : une puissance à facturer minimale égale ou supérieure à 5 000 kilowatts.	a) petite puissance : une puissance qui n'est facturée qu'au-delà de 50 kilowatts ; b) moyenne puissance : une puissance à facturer minimale inférieure à 5 000 kilowatts ; <i>inchangé</i>

À la page 8 de la référence (ii), le Distributeur propose que le tarif G puisse s'appliquer « à l'abonnement de petite puissance dont la puissance à facturer minimale est inférieure à 100 kilowatts ».

Or, comme le démontre le tableau précédent, la petite puissance qui correspond actuellement à une Puissance à facturer minimale (PFM) inférieure à 100 kW correspondra à partir du 1^{er} avril 2011 à une puissance qui n'est facturée qu'au-delà de 50 kW.

Par ailleurs, en page 16 de la référence (i), le Distributeur mentionne qu'il propose « d'introduire au texte des Tarifs une procédure qui lui permettrait de modifier automatiquement le tarif de plusieurs clients (transfert proactif) lors de l'introduction du changement de seuil au 1er avril 2011 ». Ces modifications automatiques telles qu'incluses à l'article 3.8 de la page 12 de la référence (ii) sont temporaires et ne s'appliqueront plus après le 31 mars 2012.

Pour ce faire, le Distributeur utilisera « deux critères pour identifier les clients qui migreront du tarif G vers le tarif M ou le tarif G-9 : une consommation annuelle de 175 000 kWh ou plus et une économie de facture de 3 % ou plus associée à l'application du nouveau tarif. Le tarif le plus avantageux sera déterminé en appliquant les tarifs G, G-9 et M en vigueur le 1er avril 2011, à la consommation des 12 dernières périodes de consommation ».⁵

« Toutefois, à cause des faibles hausses du prix de la 2^e tranche et du prix de la puissance au tarif G depuis 2009, le passage forcé du tarif G aux tarifs G-9 ou M pourrait entraîner des augmentations de facture pour certains clients. Le

⁵ Référence (i), page 17.

*Distributeur propose donc de conserver pour l'instant le seuil de 100 kW au tarif G ».*⁶

Demandes :

- 75.1** Dans le contexte de la modification apportée à la définition de petite puissance, veuillez indiquer à quel tarif s'appliquerait l'abonnement d'un client commercial ayant une Puissance à facturer toujours inférieure à 50 kW. Veuillez établir l'importance relative de cette clientèle et évaluer les impacts des éléments de réforme proposés sur la facture moyenne de cette clientèle.

Réponse :

La définition de petite puissance permet de qualifier uniquement une puissance qui n'est facturée qu'au-delà de 50 kW. Il faut plutôt se référer au domaine d'application des différents tarifs pour juger la situation particulière d'un client. Ainsi, en se référant aux articles 4.1 et 4.10 des tarifs M et G-9 (pièce HQD-12, document 8), on peut en conclure que le client dont la puissance maximale appelée est toujours inférieure à 50 kW n'est admissible à aucun de ces deux tarifs. Ce client n'est donc admissible qu'au tarif G.

Tel que démontré au tableau R-73.1-O, il y a environ 213 000 clients au tarif G qui ne sont jamais facturés en puissance. Le tarif G continuera donc d'être le seul tarif auquel ils sont admissibles, ce qui implique que la réforme n'aura pas d'impact pour eux.

- 75.2** Veuillez expliquer comment le premier critère de 175 000 kWh a été établi ?

Réponse :

Le critère de 175 000 kWh permet d'identifier les clients de plus de 50 kW avec un facteur d'utilisation d'au moins 40 % (50 kW × 40 % × 8 760 heures). Ce sont des clients dont le niveau de consommation et l'appel de puissance sont suffisamment importants pour justifier un transfert vers le tarif M. Il est en effet peu probable qu'un client de moins de 175 000 kWh ait avantage à quitter le tarif G puisqu'à ce niveau de consommation, le client dépasse rarement 50 kW ou, s'il le fait, son profil présente un facteur d'utilisation peu élevé qui ne justifie pas son passage au tarif M.

⁶ Référence (i), page 16.

75.3 Veuillez donner une ventilation des augmentations de facture moyennes engendrées par le passage forcé du G aux tarifs G-9 ou M ?

Réponse :

Si le domaine d'application du tarif G avait été modifié en abaissant la puissance à facturer minimale de 100 à 65 kW, environ 350 clients auraient été forcés à quitter le tarif G bien que ce tarif soit le plus avantageux pour eux. Dans un contexte de maintien des tarifs, le Distributeur préfère reporter la modification du seuil du tarif G afin de ne pas affecter ces clients.

Le tableau R-75.3 présente la répartition de ces 350 clients par intervalle de variation de facture.

Tableau R-75.3

Variation de facture	Abonnements
De 0 à 2 %	40 %
De 2 à 5 %	30 %
De 5 à 10 %	21 %
10 % et plus	9 %
Total	100 %

75.4 Veuillez segmenter la clientèle du G selon les impacts des modifications proposées sur la facture moyenne.

Réponse :

Le tableau R-75.4 présente la répartition des clients au tarif G par intervalle de variation de facture selon leur tarif de destination.

Tableau R-75.4

Variation de facture	Tarif de destination en 2011			Total
	G	G-9	M	
Moins de -10 %	0%	0,01%	0,0%	0%
De -5 à -10 %	0%	0,02%	0,7%	1%
De -3 à -5 %	0%	0,02%	1,9%	2%
Aucun impact	97%	0,00%	0,0%	97%
Total	97%	0,05%	2,5%	100%

76. Référence : Pièce B-1, HQD-12, document 8, page 21, 22 et 32;

Préambule :

L'article 4.3 de la page 21 de la référence (i) stipule que « *la puissance à facturer au tarif M correspond à la puissance maximale appelée au cours de la période de consommation visée, mais elle n'est jamais inférieure à la puissance à facturer minimale telle qu'elle est définie à l'article 4.4* ».

À l'article 4.4 de la page 22 de la référence (i), le Distributeur propose d'éliminer le seuil minimal de 100 kilowatts à partir du 31 mars 2011. Ainsi, la Puissance à facturer minimale serait désormais uniquement équivalente à « *65 % de la puissance maximale appelée ...* ».

En ce qui concerne le tarif G-9, l'article 4.14 de la page 32 de la référence (i), le Distributeur propose que l'abonnement de courte durée du tarif G-9 ne s'applique plus à l'usage de petite puissance, mais seulement à l'usage de moyenne puissance. Ces modifications ont pour effet d'étendre l'application du tarif G-9 aux abonnements admissibles ayant une PFM inférieur à 5 000 kW plutôt qu'à 100 kW comme c'est le cas actuellement.

Demandes :

76.1 Veuillez indiquer si des clients actuels du tarif M vont voir leur facture réduite en raison du retrait du seuil de 100 kilowatts de la définition de Puissance à facturer minimale à l'article 4.4 ? Dans l'affirmative, indiquer le nombre de ces clients et les réductions de facture moyennes en utilisant les données de la période d'hiver 2009-2010.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Le tableau R-76.1 décrit la répartition des clients par intervalle de variation de facture.

Tableau R-76.1

Abonnements

Variation de facture	Nombre	%
Moins de -10 %	112	1
De -10 à -5 %	334	3
De -5 à -2 %	949	7
De -2 à -1 %	1 040	8
De -1 à 0 %	3 277	25
Aucun impact	7 272	56
Total	12 984	100

76.2 À la lumière des modifications apportées aux définitions de puissance ainsi qu'aux domaines d'application des tarifs G, M et G-9, veuillez indiquer les scénarios de migration de clientèles entre ces différents tarifs.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.3.

PGEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES (RA)

- 77. Références :**
- (i) Dossier R-3677-2008, HQD-6, document 2, page 3 ;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, HQD-9, document 1, page 4 ;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-9, document 1, page 4 ;
 - (iv) Dossier R-3708-2009, Pièce B-11, HQD-13, doc. 1.1, page 14 ;
 - (v) Pièce B-1, HQD-10, document 3, pages 48 et 49.

Préambule :

- (i) Le déficit des réseaux autonomes a été de 162,6 M\$ en 2007.
- (ii) Le déficit des réseaux autonomes a été de 167,9 M\$ en 2008.
- (iii) Le déficit des réseaux autonomes a été de 178,6 M\$ en 2009. Il est anticipé à 179,7 M\$ pour 2010. Le Distributeur prévoit qu'il atteindra 201,7 M\$ en 2011. Le revenu requis de 2011 est de 232 M\$ pour les réseaux autonomes.
- (iv) « *Le Distributeur ne peut fournir de cible (d'économies) en mazout pour l'horizon 2015 dans les réseaux autonomes dans le cadre du présent dossier.* »
- (v) Les tableaux 30 et 31 présentent une façon de répartir la base de tarification et les coûts de prestation en réseau autonome. Au tableau 31, les charges brutes directes représentent 57,8 M\$, les achats de combustible 83,4 M\$ et l'amortissement 29,3 M\$.

Demandes :

- 77.1** Veuillez mentionner les mesures concrètes que le Distributeur a déjà intégrées dans sa prévision des revenus requis et des revenus de vente afin de réduire le déficit des réseaux autonomes en 2011.

Réponse :

La plus grande composante de coût étant le combustible, le Distributeur met de grands efforts à diminuer sa consommation. Concrètement, il optimise l'exploitation des centrales afin d'en maximiser le rendement, il en récupère la chaleur lorsque cela est rentable et, si requis, il remplace les équipements désuets par d'autres plus efficaces. En complément aux efforts faits dans le cadre du PGEÉ, les programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) et la tarification dissuasive viennent diminuer de façon importante les besoins en combustible dans les centrales. Ces efforts font partie de l'exercice global d'efficience du Distributeur.

- 77.2** Le cas échéant, veuillez indiquer à quel niveau se situerait le déficit des réseaux autonomes sans ces mesures.

Réponse :

Sans ces mesures, le déficit des réseaux autonomes serait assurément beaucoup plus important. Par exemple, pour les villages du Nunavik, sans la tarification dissuasive, le Distributeur devrait déboursier environ 55 M\$ de plus par année seulement pour le combustible, sans compter

tous les investissements requis pour l'ajout de puissance. Un tel ajout implique, pour la presque totalité des villages, la construction de nouvelles centrales.

- 78. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 14, tableau 4.1 ;
 - (ii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 42-43 et 44, tableau 5.6 ;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 26-27 et 28, tableau 5.2 ;
 - (iv) Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, pages 5 et 9, tableaux A 1 et A-5 ;
 - (v) Décision D-2010-022, pages 34, 98 et 150;
 - (vi) Décision D-2008-133, pages 53-54.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente le budget 2011 en M\$ entiers. Sur un total de 333 M\$ du PGEÉ, le Distributeur prévoit dépenser (en chiffres entiers) dans les réseaux autonomes :
 - 0 M\$ dans le marché résidentiel avec 0 GWh d'impact
 - 2 M\$ dans le marché Affaires avec 3 GWh d'impact
 - 1 M\$ dans le Tronc commun
- (ii) Le tableau 5.6 montre la répartition du budget et des impacts du PGEÉ dans le marché Affaires des RA : 1 474 k\$ pour 2,895 GWh/an ajoutés, certains programmes, couvrant plusieurs régions des RA ont des budgets inférieurs à 10 k\$.

TABLEAU 5.6 : OBJECTIFS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET

Programme	Réseaux autonomes	Impact énergétique (MWh éq.)	Budget (en milliers \$)
OIEÉB	• IDLM/Anticosti	248	60
	• Nunavik	224	73
	• Schefferville ¹ /Lac-Robertson	83	30
	• La Romagne/Opticwan	15	6
OIEÉSI	• IDLM	224	34
Produits efficaces – moteurs/éclairage	• IDLM/Anticosti/Schefferville/Nunavik	36	6
	• La Romagne/Opticwan		
Approche clés en main	• IDLM/Anticosti	1 549	1 265
	• Schefferville/Lac-Robertson	516	
Total		2 895	1 474

¹ Voir la pièce HQD-12, Document 5 sur les suivis demandés par la Régie pour Schefferville

- (iii) « Au marché résidentiel, tous les programmes sont disponibles et accessibles aux clients des réseaux autonomes »

TABLEAU 5.2 : OBJECTIFS ET BUDGET EN RÉSEAUX AUTONOMES - 2011

Programmes	Réseaux autonomes	Impact énergétique (MWh éq. ajoutés)	Budget (en milliers \$)
Visites Conseils	<ul style="list-style-type: none"> • Schefferville*/Lac Robertson 	230	146
Mieux consommer - résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> • IDLM/Anticosti • Nunavik • Schefferville*/Lac Robertson • La Romaine/Opticawan 	158 50 22 8	67 32 3 2
Total		469	250

* Voir la pièce HQD-12, Document 5 sur les suivis demandés par la Régie pour Schefferville

(iv) Pour la période 2003-2015 un budget de 10 M\$ (+ 6 M\$ de Tronc commun) est consacré aux RA sur un total du PGEÉ de près de 3 milliards (2 843 M\$). Pour le marché résidentiel, à partir de 2011, les budgets semblent tomber à zéro. Pour le marché Affaires, les budgets sont en forte décroissance à partir de 2012.

(v) « *Le Distributeur rappelle la raison d'être du calcul des coûts évités en réseaux autonomes : « [...] avoir un indicateur qui va nous aider à voir qu'est-ce qui s'en vient et faire le nécessaire pour repousser les besoins, le maximum possible.» Tout effort d'efficacité énergétique ou de réduction de la demande contribue à repousser les besoins de nouvelles infrastructures. La finalité des coûts évités est essentiellement d'identifier jusqu'à quel montant il est adéquat d'investir dans des mesures d'efficacité énergétique afin de repousser les besoins d'installation d'un nouvel équipement de production et réduire le déficit des réseaux autonomes. »*

« La Régie note la volonté du Distributeur de poursuivre le dialogue avec les communautés des réseaux autonomes afin d'identifier, en commun, les mesures permettant de réduire la facture énergétique de ces communautés et de réduire le déficit des réseaux autonomes. »

« La Régie demande au Distributeur de présenter les résultats de sa réflexion sur les réseaux autonomes touchant les mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande de pointe qui peuvent être rentables dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement. »

(vi) La Régie « *demande au Distributeur d'évaluer l'intérêt d'élaborer, en partenariat avec des tierces parties, des projets d'efficacité énergétique, d'intégration de nouvelles technologies d'énergie renouvelable et de récupération de chaleur. »*

Demandes :

Le programme de formation à la sensibilisation à l'efficacité énergétique et celui de l'optimisation énergétique de l'enveloppe du bâtiment a ont été transférés à l'Agence de l'efficacité énergétique. Pour les autres programmes déjà existant, Hydro-Québec demeure le seul intervenant auprès des réseaux autonomes.

78.1 Veuillez expliquer sur quelles bases le Distributeur établit le budget du PGEÉ pour l'ensemble des réseaux autonomes.

Réponse :

Il n'y a pas de différence dans la méthodologie d'établissement du budget associé aux programmes visant l'ensemble de la clientèle et celle du budget associé aux clients des réseaux autonomes. Ces budgets sont établis de manière à couvrir les coûts requis pour l'implantation des mesures (développement, aide financière, exploitation, commercialisation, suivi).

Tel que mentionné en réponse à la question 58.1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 du dossier R-3677-2008, les budgets associés spécifiquement aux réseaux autonomes⁷ sont à la marge des investissements globaux. En effet, ces derniers servent au déploiement du PGEÉ partout au Québec, y compris dans les réseaux autonomes. Les investissements spécifiques servent donc à adapter les programmes du PGEÉ aux particularités des réseaux autonomes, notamment par le biais d'interventions commerciales plus appropriées.

Le Distributeur réfère également la Régie à la réponse à la question 25.2 de la Régie à la pièce HQD-17, document 1 du dossier R-3677-2008.

78.2 Veuillez élaborer sur les motifs pour lesquels le Distributeur prévoit un essoufflement des retombées du PGEÉ en RA dès 2012 dans le marché Affaires et dès 2011 dans le marché résidentiel.

Réponse :

Marché résidentiel

À la lumière du PTÉ évalué par Technosim⁸, on peut constater que le potentiel d'économies d'énergie liées au chauffage de l'espace et de l'eau, ainsi qu'à l'éclairage, aura diminué de plus de la moitié en 2011 après l'implantation du programme *Visites Conseils*. En effet, le programme *Visites Conseils* couvre à lui seul plus de 55 % du PTÉ pour les mesures d'éclairage et de chauffage de l'espace et de l'eau. Le potentiel restant sera principalement constitué de mesures relatives à l'enveloppe thermique et au chauffage solaire de l'eau.

Marché affaires

⁷ Voir tableau 5.6 à la page 44 de la pièce HQD-8, document 8.

⁸ Voir la pièce HQD-1, document 2, annexe A, du dossier R-3584-2005.

À la suite de l'implantation de l'*Approche clés en main*, le potentiel d'économies d'énergie sera diminué, et ce, d'autant plus que l'éclairage, une mesure couverte par ce programme, représente la moitié du PTÉ. De plus, le Distributeur a déjà réalisé des visites techniques chez ses clients offrant un potentiel intéressant pour les programmes OIEÉB et OIEÉSI. Il s'attend donc à ce que le potentiel résiduel se trouve principalement dans les projets de nouvelles constructions et d'agrandissements.

- 78.3** En considérant que les coûts évités en réseaux autonomes sont globalement très supérieurs aux coûts évités en réseau intégré, veuillez indiquer si le Distributeur a pris ou entend prendre des initiatives autres que celles mentionnées aux références (i) à (iv) et qui tiennent spécifiquement compte de ces coûts évités.

Réponse :

Non.

Le Distributeur rappelle que ses initiatives et ses budgets consacrés aux réseaux autonomes sont établis en fonction des opportunités d'économie d'énergie, des barrières à l'entrée et des stratégies commerciales jugées les plus efficaces pour favoriser l'implantation des mesures. Il s'assure également que ces initiatives respectent les critères économiques reconnus. Le Distributeur réfère la Régie aux réponses aux question 58.1 de la Régie, à la pièce HQD-16, document 1 et 25.2 de la Régie à la pièce HQD-17, document 1, du dossier R-3677-2008.

Tel que mentionné à la réponse de la question 78.1, la méthodologie d'établissement des budgets est la même que celle adoptée pour l'ensemble de la clientèle.

- 78.4** Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé de faire appel à des ressources externes pour obtenir des propositions en réponse à la croissance des besoins des réseaux autonomes, que ce soit par des mesures d'efficacité énergétique, de gestion de la pointe ou des solutions permettant de combler des besoins par des ressources locales, conventionnelles ou non.

Réponse :

Le Distributeur utilise essentiellement sa propre expertise pour identifier les moyens de répondre à la croissance des besoins des réseaux autonomes. Il a recours, au besoin, à des ressources externes, tant pour des initiatives exclusives aux réseaux autonomes que pour celles visant l'ensemble de la clientèle.

Les ressources externes peuvent contribuer, par exemple, aux études de marché, à l'identification et l'évaluation des mesures d'efficacité énergétique, à la conception, au développement et à la mise en marché des programmes, ou encore au déploiement des programmes exigeant une intervention dans les résidences ou les bâtiments.

- 79. Références :**
- (i) Décision D-2010-022, page 35 ;
 - (ii) Décision D-2008-133, pages 53-54 ;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 28 et 44 ;
 - (iv) Dossier R-3708-2009, pièce A-24-3, pages 41-42 (notes sténographiques) ;
 - (v) Pièce B-1, HQD-12, document 5, page 9 ;
 - (vi) Dossier R-3648-2007, HQD-2, document 1, page 33 ;
 - (vii) Décision D-2008-133, page 51 ;
 - (viii) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/HQD/HQD_RepD_DR1_vs%20Regie_EtatPlanApprov_23janv09.pdf pages 12 à 16 ;
 - (ix) Pièce B-1, HQD-12, document 5, pages 10 et 11.

Préambule :

- (i) « Une réflexion s'impose de la part du Distributeur sur ses approvisionnements en électricité en réseaux autonomes. Cette réflexion devrait toucher les mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande de pointe qui peuvent être rentables à ce niveau de prix. » [Nous soulignons]
- (ii) La Régie « demande au Distributeur d'évaluer l'intérêt d'élaborer, en partenariat avec des tierces parties, des projets d'efficacité énergétique, d'intégration de nouvelles technologies d'énergie renouvelable et de récupération de chaleur. »
- (iii) Tableaux 5.2 et 5.6
- (iv) « Schefferville est un réseau qui est alimenté par de l'hydraulique et la quantité d'énergie disponible est largement suffisante pour combler les besoins présents et futurs de nos clients. À Schefferville ce qui est l'enjeu c'est les prochains moyens de puissance. Alors la question qu'on se pose dans ces cas-là c'est compte tenu que la croissance est au rendez-vous, que les clients sont chauffés à l'électricité pour beaucoup, qu'il y a d'autres clients qui sont présents en pointe, à un moment donné dans la planification on va voir venir un besoin de puissance additionnel. » [nous soulignons]

et page 42 à propos des coûts évités en réseau autonome :

**Réponses à la demande de renseignements n^o 1
de la Régie**

« c'est une approximation et c'est un indicateur de coût pour lequel on dit qu'en l'ayant inscrit comme ça, ça va nous amener à poser des gestes les meilleurs, le plus vite possible. L'idée étant évidemment d'avoir un indicateur qui va nous aider à voir qu'est-ce qui s'en vient et faire le nécessaire pour repousser les besoins, le maximum possible. Sachant que dans les réseaux autonomes essentiellement la croissance vient beaucoup de l'addition du nombre de ménages et ça c'est une réalité avec laquelle on doit vivre. »

- (v) Le Distributeur explique qu'il prévoit investir 10,7 M\$ à court terme pour rencontrer le critère de puissance garantie qui deviendra insuffisante à Schefferville dès 2016.
- (vi) *« La population de la région de Schefferville se chauffe majoritairement à l'électricité. Le Distributeur poursuit sa réflexion sur le moyen à privilégier pour assurer la fiabilité de l'alimentation électrique : construction d'une centrale thermique en réserve froide, installation de groupes électrogènes de secours à certains endroits stratégiques ou délestage de certaines charges. À la fin de l'année 2006, on comptait 746 abonnements sur le territoire de Schefferville.»*
[Nous soulignons]
- (vii) La Régie écrit (en donnant le sens « puissance » à « demande ») : *« La Régie note qu'aucun programme commercial pouvant agir sur la demande n'est prévu à l'horizon 2017. Elle demande au Distributeur de considérer un programme de réduction de la demande qui pourrait retarder l'augmentation de la capacité de production à Schefferville. Si le Distributeur conclut qu'un ajout de capacité est tout de même requis, il devra fournir, dans sa demande d'autorisation, ses conclusions sur le programme de réduction de la demande qu'il a considéré. »*
- (viii) Lors de l'évaluation de l'État d'avancement 2008 du Plan d'Appro (http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/HQD/HQD_RepDDR1_vs%20Regie_EtatPlanApprov_23janv09.pdf pages 12 à 16) la Régie demande de faire le point sur les mesures de gestion de la demande en puissance et l'introduction de la bi-énergie, ce à quoi le Distributeur répond que *« La stratégie du Distributeur pour l'alimentation de Schefferville demeure inchangée par rapport à ce qui est énoncé au Plan. »*
- (ix) Le Distributeur présente son Plan d'intervention en efficacité énergétique spécifique à Schefferville.

Demandes :

- 79.1** Dans la présentation des objectifs et des budgets de différents programmes 2011 en efficacité énergétique, Schefferville est citée à plusieurs reprises dans les tableaux 5.2 et 5.6 de la référence (iii), regroupée avec d'autres régions ou d'autres réseaux autonomes. Veuillez préciser quel budget sera spécifiquement consacré à Schefferville, toutes les fois que Schefferville est ainsi mentionnée.

Réponse :

Les impacts énergétiques et les budgets mentionnés pour Schefferville/Lac Robertson visent uniquement Schefferville. Il n'y a pas de programme spécifique pour Lac Robertson. La centrale hydroélectrique est raccordée au réseau intégré et les programmes habituels s'appliquent aux résidents.

Par ailleurs, pour le programme *Produits efficaces*, il n'existe pas d'allocation par réseau autonome,

- 79.2** La Régie constate que la stratégie du Distributeur pour l'alimentation de Schefferville est revenue à celle qui était annoncée en 2007, c'est-à-dire que le manque de puissance sera comblé par des génératrices diesel. Veuillez mentionner les mesures de gestion de la puissance qu'envisage le Distributeur à Schefferville. Si aucune mesure de réduction de la puissance à la pointe n'est envisagée, veuillez justifier pourquoi.

Réponse :

Au cours de la dernière année, le Distributeur a passé en revue diverses mesures visant la réduction de la puissance, notamment les accumulateurs thermiques et la puissance interruptible.

Aucune de ces pistes n'a montré un potentiel suffisant pour contribuer significativement aux besoins de puissance du Distributeur. En effet, l'absence de clients industriels constitue le principal frein à l'implantation de ces mesures. Les clients les plus importants sont principalement des écoles, des centres communautaires et des bâtiments de services de santé. L'apport de plusieurs clients serait requis pour obtenir une contrepartie suffisante aux besoins de pointe supplémentaire.

Pour les clients résidentiels, le Distributeur continuera de promouvoir l'implantation de mesures de réduction de puissance, tel les chauffe-eau à trois éléments.

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

- 80. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-12, document 5, page 13 ;
(ii) Dossier R-3708-2009, pièce A-24-3, pages 41-42
(notes sténographiques) ;
(iii) Pièce B-1, HQD-12, document 5, page 13.

Préambule :

- (i) « *si une conversion massive vers le mazout devait survenir, elle occasionnerait des pertes pour le Distributeur en raison de l'énergie achetée auprès de NALCOR mais qui serait dorénavant inutilisée.* »
- (ii) « *Schefferville est un réseau qui est alimenté par de l'hydraulique et la quantité d'énergie disponible est largement suffisante pour combler les besoins présents et futurs de nos clients. À Schefferville ce qui est l'enjeu c'est les prochains moyens de puissance. Alors la question qu'on se pose dans ces cas-là c'est compte tenu que la croissance est au rendez-vous, que les clients sont chauffés à l'électricité pour beaucoup, qu'il y a d'autres clients qui sont présents en pointe, à un moment donné dans la planification on va voir venir un besoin de puissance additionnel.* »
[Nous soulignons]
- (iii) « *Il [le Distributeur] propose de poursuivre la transition amorcée vers les tarifs applicables au sud du 53^e parallèle.* »

Demandes :

- 80.1** La Régie comprend que Schefferville est un réseau autonome qui a la particularité d'avoir une puissance à la pointe directement attribuable au chauffage électrique, ce qui n'est pas le cas des autres réseaux autonomes au Nord du 53^e parallèle. Cette particularité demande une réflexion sur le critère de la puissance garantie, puisque la demande de pointe correspond à des besoins de chaleur. Veuillez élaborer sur la prise en compte, pour le respect du critère de puissance garantie pour le réseau autonome de Schefferville, de la capacité thermique de systèmes de chauffage d'appoint à combustible.

Réponse :

Le Distributeur considère qu'il n'est pas approprié de considérer l'utilisation de systèmes de chauffage d'appoint au combustible dans la réflexion du critère de puissance garantie. D'un point de vue strictement théorique, l'utilisation de systèmes de chauffage d'appoint au combustible peut retarder l'urgence d'ajouter un groupe diesel et ainsi reporter les investissements associés à ce groupe. Toutefois, d'un point de vue opérationnel, ce n'est pas nécessairement le cas. L'installation de systèmes de chauffage d'appoint au combustible met en péril le respect du critère de fiabilité.

En effet, l'utilisation de systèmes de chauffage d'appoint au combustible par les clients comporte plusieurs incertitudes. Le Distributeur ne dispose d'aucun contrôle sur l'utilisation faite par les clients des appareils de chauffage d'appoint. Il ne peut savoir à quel moment les clients utiliseront ce mode de chauffage et si ce mode ne sera pas présent à la pointe. À cet égard, le Distributeur ne peut baser la planification de ses investissements sur la prémisse que les clients auraient recours à des systèmes de chauffage d'appoint au combustible au moment des pointes sur le réseau.

- 80.2** Veuillez indiquer, parmi les plus importants bâtiments de Schefferville, le potentiel d'installation de chaudières de pointe au combustible pour réduire la demande en période pointe causée par le chauffage électrique. Veuillez également indiquer, parmi les plus importants clients de type institutionnel, communautaire ou Affaires, les possibilités d'accueillir les groupes diesel à « *permanents* ». En considérant la réduction de la demande en période de pointe causée par le chauffage électrique, grâce à ces chaudières d'appoint et/ou à la récupération de chaleur facilitée sur les groupes diesel de pointe ainsi « *permanents* », veuillez élaborer sur les possibilités d'éviter ou de retarder les besoins d'ajout d'un nouveau groupe de 2,7 MW.

Réponse :

L'utilisation de chaudières de pointe au combustible ou la possibilité chez les clients les plus importants d'accueillir les groupes diesel est une avenue envisageable. Toutefois d'un point de vue commercial et technique et sur la base des expériences du Distributeur, il y a peu de possibilités en ce sens.

Le Distributeur assurera une veille à cet égard afin de profiter, le cas échéant, des opportunités.

- 80.3** Compte-tenu des coûts évités plus bas en énergie à Schefferville (2,21 ¢/kWh au lieu de 5,4 ¢/kWh en réseau intégré) et plus élevés en puissance (300 \$/kW-an au lieu de 10 \$/kW-an), compte-tenu de l'effacement plus élevé par abonné à cause des conditions climatiques et des caractéristiques socio-économique qui prévalent à Schefferville, compte-tenu des investissements de 11 M\$ envisagés par le Distributeur pour garantir la pointe causée par le chauffage électrique, veuillez élaborer sur l'opportunité et l'intérêt d'une offre de bi-énergie adaptée au contexte climatique et économique de Schefferville, pour le Distributeur d'une part, et pour les résidents de Schefferville qui voudraient échapper à la transition graduelle vers le tarif D, d'autre part.

Réponse :

Voir la réponse à la question 80.1.

De plus, l'introduction d'un tarif bi-énergie DT ne permettrait pas aux clients résidentiels de Schefferville d'échapper à la transition graduelle vers le tarif D. En effet, le tarif DT est calibré de façon à être neutre par rapport au tarif D pour une maison unifamiliale type avant effacement. Ce n'est donc pas le niveau des prix du tarif DT qui explique l'avantage du tarif pour le client mais les efforts de gestion de la consommation de la part du client qui se traduisent par une économie de facture par rapport au tarif D.

De plus, une conversion à la bi-énergie résidentielle nécessite l'installation d'un système de chauffage suffisant pour satisfaire toute la chaleur nécessaire en mode combustible, donc équivalente à une conversion tout au mazout.

IDÉE ET PISTE

81. Référence : Pièce B-1, HQD-8 document 8, pages 45-47.

Préambule :

Le Distributeur indique qu'« *il poursuivra l'optimisation de ses outils de prospection que sont les programmes IDÉE et PISTE* », et qu'il poursuivra ses efforts de promotion « *afin d'accroître la visibilité et la notoriété des deux programmes.* » Il précise que « *les critères d'admissibilité des programmes IDÉE et PISTE seront ajustés pour tenir compte des nouveaux programmes d'efficacité énergétique offerts aux clients du marché Affaires.* »

Le Distributeur indique que le programme IDÉE sera doté d'un budget de 1,2 M\$ en 2011. 57 propositions de projets dans tous les marchés ont été reçues depuis 2004 pour des projets d'expérimentation ou de démonstration; 6 projets sont en cours dont 4 se termineront en 2010 et 2 se prolongeront en 2011.

Le Distributeur indique que le programme PISTE sera doté d'un budget de 2 M\$ en 2011. 49 propositions de projets dans tous les marchés ont été reçues depuis la mise en place de ce programme pour des projets-pilotes; 10 sont en cours dont 4 se termineront en 2010 et 2 se prolongeront en 2011.

Demandes :

81.1 Considérant la nature exploratoire des programmes IDÉE et PISTE, veuillez élaborer sur le besoin d'ajuster les critères d'admissibilité à ces 2 programmes pour tenir compte des nouveaux programmes offerts par le Distributeur aux clients du marché Affaires.

Réponse :

Le Distributeur s'assure d'une cohérence dans son offre en innovation technologique et commerciale. Par exemple, l'admissibilité des clients en matière de démonstration et d'expérimentation sera revue pour éviter les chevauchements entre le programme *OIEÉSI*, qui comporte un volet Démonstration, et les programmes *IDÉE* et *PISTE*.

81.2 Sur l'ensemble des propositions soumises aux programmes IDÉE et PISTE, veuillez indiquer combien de celles-ci ont abouti à un programme d'expérimentation ou de démonstration IDEÉ ou à un projet-pilote PISTE. Parmi ces projets-pilotes ou ces programmes d'expérimentation ou de démonstration, veuillez indiquer lesquels ont permis d'aboutir au succès de nouvelles applications, à de nouveaux marchés ou à de nouvelles façons de mettre en marché des mesures d'efficacité énergétique.

Réponse :

Le tableau R-81.2-A indique le nombre de demandes de projets *IDÉE* et *PISTE* à ce jour.

Tableau R-81.2-A : Nombre de projets *IDÉE* et *PISTE*

	NOMBRE DE PROJETS		
	SOUMIS	ACCEPTÉS	TERMINÉS
IDÉE	57	35	16
PISTE	49	27	15

IDÉE

Sur les 57 demandes de projets soumis dans le cadre du programme *IDÉE*, 35 ont été acceptées.

Parmi les 16 projets terminés, 9 ont conduit à des résultats probants et sont potentiellement recevables dans les programmes existants. Ces projets sont l'éclairage de serres, le compresseur Turbocor, le lit fluidisé à bulles pour scieries, les projecteurs de scène aux DEL, les luminaires à induction, les luminaires de rues aux DEL (3 projets) et la télégestion de l'éclairage public.

PISTE

Sur les 49 propositions soumises dans le cadre du programme *PISTE*, 27 ont donné lieu à un projet pilote. De ce nombre, 18 projets émergent du processus d'accueil de projets spontanés et 9 de la démarche d'appel de propositions du Distributeur.

Parmi les 27 projets pilotes acceptés, 15 sont terminés, 10 sont en cours de réalisation et 2 ont été retirés.

Des 15 projets terminés, 11 ont contribué à bonifier l'offre du Distributeur en matière d'efficacité énergétique. Ils sont présentés au tableau R-81.2-B. À ces projets s'ajoutent le projet pilote d'audits énergétiques auprès de 50 serres au Québec, dont les résultats ont été transférés à l'Agence de l'efficacité énergétique.

TABLEAU R-81.2-B

Thème	# de projets pilotes	Impact des projets pilotes
Récupération et recyclage des réfrigérateurs et congélateurs énergivores	5	Mise en place du programme <i>RECYC-FRIGO</i> .
Chauffe-piscines solaires	2	Utilisation des données recueillies pour l'estimation des gains énergétiques liés à l'utilisation des toiles solaires (campagne de promotion ayant débuté à l'été 2010).
Audit énergétique auprès i) des membres de l'Association des manufacturiers en transport et véhicules spécialisés, et ii) des concessionnaires automobiles	2	Intrants à la conception de l'Approche clés en main.
Augmentation de l'efficacité énergétique dans les dépanneurs	1	Intrant à la conception de l'Approche clés en main.
Optimisation des systèmes électromécaniques (<i>Recommissionning</i>)	1	Conception d'un programme en partenariat avec Gaz Métro et l'AEÉ. Hydro-Québec fera le lancement du programme à l'automne 2010.

81.3 Veuillez élaborer sur les motifs qui ont fait que des propositions n'ont pas conduit à un programme d'expérimentation ou de démonstration *IDÉE* ou à un projet-pilote *PISTE*.

Réponse :

Certaines propositions soumises dans le cadre des programmes *IDÉE* et *PISTE* ne sont pas retenues parce qu'elles ne répondent pas aux conditions d'admissibilité ou critères de sélection des projets. Les motifs fréquemment rencontrés sont :

- un trop faible potentiel d'économies d'énergie ;

- une technologie non mature ;
- une technologie ou approche commerciale déjà implantées au Québec ;
- une période de retour sur l'investissement trop longue ;
- une technologie ou approche commerciale pour lesquelles le Distributeur détient suffisamment d'informations.

81.4 Veuillez présenter le processus menant de la soumission d'un projet IDÉE ou PISTE par un entrepreneur à son acceptation par le Distributeur et en préciser les délais. Veuillez élaborer sur les mesures envisagées par le Distributeur afin que ces deux programmes aient plus de succès.

Réponse :

Les étapes du processus menant à l'acceptation des projets par le Distributeur sont les suivantes :

1. Réception d'une proposition et analyse du dossier par les experts internes du Distributeur ;
2. Évaluation et positionnement par le comité d'évaluation interne ;
3. Évaluation par les experts externes membres du Comité consultatif IDÉE/PISTE et recommandation par ce comité ;
4. Décision du Distributeur et réponse au demandeur.

Le délai entre la soumission d'un projet et son acceptation par le Distributeur est d'environ quatre mois.

En 2010, le Distributeur a effectué plusieurs démarches visant à accroître la notoriété et le nombre de propositions déposées dans les programmes *IDÉE* et *PISTE*. Parmi ces actions, mentionnons la promotion à travers les journaux spécialisés, l'actualisation des sites web ainsi que le maillage avec divers organismes et associations. De plus, le Distributeur a mis en place un outil d'accueil simplifié, qui permet aux intervenants du milieu de faire part rapidement d'opportunités d'affaires.

Le Distributeur entend améliorer son processus afin de (i) réduire la charges de travail requise par les demandeurs pour le dépôt des propositions, (ii) faciliter la compréhension des champs d'action des programmes *IDÉE* et *PISTE* et (iii) réduire les délais d'analyse des dossiers.

81.5 Compte-tenu de la cible d'économies d'énergie que devra atteindre le PGEÉ au-delà de 2015, veuillez élaborer sur le potentiel des programmes IDÉE et PISTE à générer de nouvelles mesures ou de nouveaux programmes d'efficacité

énergétique qui dépassent l'évolution tendancielle du marché, ou à générer de nouvelles façons de les offrir sur le marché pour atteindre une nouvelle clientèle.

Réponse :

Les programmes de prospection *IDÉE* et *PISTE* font partie de l'ensemble des moyens utilisés par le Distributeur pour alimenter son portefeuille de programmes lui permettant d'atteindre sa cible d'économies d'énergie à long terme.

Ces programmes ont permis de générer de nouvelles mesures (voir les réponses aux questions 81.2 et 81.3) et le Distributeur est confiant qu'ils continueront de le faire. Ces programmes peu coûteux sont essentiels pour capter et tester des idées de nouvelles technologies et d'approches commerciales issues du marché.

BI-ÉNERGIE ET TARIF DT

- 82. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, Annexes, page 33 ;
(ii) Dossier R-3708-2009, HQD-13, document 3, page 10 ;
(iii) Suivi 2008 du Plan d'Approvisionnement, réponse à la DDR 2 de la Régie, page 4
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/HQD/HQD_RepD_DR-2_vsRegie_EtatPlanApprov_23fev09.pdf .

Préambule :

(i)

TABLEAU 3.1 – NOMBRE DE CLIENTS AU TARIF DT

2008	122 000
2009	125 300
2010	126 900

(ii)

Tableau R-9

	2008	2009	2010
Conversions vers TAE (milliers)	35,0	15,0	15,0
Clients au tarif DT (milliers)	125,4	126,4	127,3

(iii)

Tableau R – 1.1

	2006	2007	2008
Conversions « tout à l'électricité » (TAE) ¹	12 500 – 15 000	12 500 – 15 000	20 000 – 25 000
Demandes d'adhésion au tarif DT reçues	3 335	2 335	8 100
Demandes d'adhésion au tarif DT complétées ²	3 378	2 375	7 027

¹ Estimation d'Hydro-Québec Distribution.

² Certaines demandes d'adhésion reçues l'année précédente peuvent être complétées au début de l'année suivante.

Demandes :

82.1 Veuillez compléter les données du tableau en référence (i), en y ajoutant les données sur les conversions vers le TAE et celles sur les conversions vers le tarif DT des références (ii) et (iii), mises à jour de façon à avoir un portrait sur les cinq années de 2006 à 2011.

Réponse :

Le tableau R-82.1 présente les informations demandées.

**Tableau R-82.1
Portrait de la clientèle 2006-2011**

Données au 31 décembre	2006	2007	2008	2009	2010 ¹	2011 ¹
Clients au tarif DT	121 941	122 164	125 383	126 969	129 574	131 833
Croissance des clients DT ²	121 941	223	3 219	1 586	2 605	2 259
Demandes d'adhésion au tarif DT reçues	3 335	2 332	8 101	3 933	n.d.	n.d.
Demandes d'adhésion au tarif DT complétées	3 378	1 963	6 602	4 742	n.d.	n.d.
Clients ayant abandonné le tarif DT	-118 563	1 740	3 383	3 156	n.d.	n.d.
Conversions mazout vers TAE ³	13 000	10 000	35 000	22 000	8 000	11 000

¹ Données prévisionnelles

² Croissance des clients DT nette des demandes d'adhésion complétées

³ Estimation d'Hydro-Québec Distribution

83. Références : (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, Annexes, page 34 ;
(ii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, Annexes, pages 35-36.

Préambule :

- (i) « ... un sondage effectué auprès de la clientèle en août 2009 montre que 80 % des clients actuels à la bi-énergie qui feraient face à un bris majeur (nécessitant un investissement important) conserveraient leur système et ce, sans aide financière de la part du Distributeur. Cela démontre le très fort taux d'opportunité auquel aurait à faire face un éventuel programme d'aide financière. »

./.

« Pour répondre à la demande de la Régie, le Distributeur a réalisé des analyses afin d'évaluer la pertinence et la rentabilité d'octroyer une aide financière visant à limiter le nombre de clients bi-énergie désireux de se convertir au tout à l'électricité (TAE). » [Nous soulignons]

- (ii) « Du point de vue des clients, ces analyses montrent un gain net de 14,7 M\$. Ce gain résulte tant de l'appui financier du Distributeur que de l'application de sa stratégie tarifaire qui porte la hausse du tarif D essentiellement sur le prix de la deuxième tranche alors que pour le tarif DT, elle s'applique uniquement sur le prix de pointe. En considérant la stratégie tarifaire actuelle, la hausse du coût de l'électricité du bloc patrimonial, qui entrera en vigueur dès 2014, affectera davantage le tarif D que le tarif DT, accordant ainsi à la bi-énergie un avantage concurrentiel supplémentaire et assurant en grande partie l'intérêt économique des clients à rester à la bi-énergie.

Du point de vue du Distributeur, l'octroi d'une aide financière ne serait pas justifié économiquement puisque cette aide aurait peu d'impact sur le marché de la bi-énergie et ne ferait qu'exercer une pression à la hausse sur les tarifs de 44,2 M\$ que l'ensemble de la clientèle aurait à supporter. Cette pression à la hausse s'explique par l'intérêt naturel des clients à rester à la bi-énergie. N'étant pas en mesure de déterminer a priori les intentions des clients, le Distributeur accorderait alors des subventions à la totalité des clients bi-énergie renouvelant leur système. Ce faisant, il éviterait des conversions au mieux pour 20 % des clients recevant l'appui financier, puisque le taux d'opportunité avoisine les 80 %. De plus, rien n'indique au Distributeur que les conversions pourraient être évitées par un appui financier, les motivations des clients à se convertir et l'influence qu'ils subissent à cet effet pouvant être de nature autre qu'économique. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 83.1** Veuillez déposer la méthodologie et les résultats du sondage qui permet au Distributeur d'affirmer que le taux d'opportunité avoisine les 80 % et préciser qui a effectué ce sondage.

Réponse :

L'affirmation est basée sur un sondage réalisé en 2009 par la firme CROP auprès de 400 clients au tarif DT. Le taux de 80 % représente le pourcentage de ces clients ayant répondu qu'ils envisageraient de renouveler leur équipement à la bi-énergie si un bris majeur devait survenir au cours des quatre prochaines années et cela, sans que la perspective d'un appui financier leur ait été présentée. Une marge d'erreur de moins de 7 % est associée aux résultats du sondage.

83.2 Veuillez déposer les analyses du Distributeur sur la pertinence et la rentabilité d'octroyer une aide financière visant à limiter le nombre de conversions de clients bi-énergie au tout à l'électricité (TAE). Veuillez indiquer les passages de ces documents permettant au Distributeur d'affirmer que l'octroi d'une aide financière aurait peu d'impact sur le marché de la bi-énergie que l'ensemble de la clientèle aurait à supporter une pression à la hausse sur les tarifs de 44,2 M\$.

Réponse :

Les tableaux suivants présentent l'analyse effectuée par le Distributeur sur la rentabilité de développer un programme d'aide financière pour le maintien du parc bi-énergie résidentielle.

Du point de vue du client, il s'agit de choisir entre réinvestir dans un système bi-énergie en participant au programme ou se convertir au TAE. L'analyse consiste alors à mesurer et à comparer les coûts actualisés des deux options sur une période de 20 ans. Les éléments pris en compte pour le calcul du différentiel de coûts sont :

- la facture énergétique ;
- les frais d'entretien ; et
- le coût d'achat des systèmes (pour les clients choisissant de réinvestir dans un système bi-énergie, ce coût d'achat est net de l'aide financière calibrée pour couvrir la totalité du surcoût d'être à la bi-énergie sur une période de 10 ans).

Du point de vue du Distributeur, il s'agit de comparer, sur une période de 20 ans également, l'intérêt économique de développer un tel programme par rapport à une situation où le Distributeur n'interviendrait pas sur le marché, laissant ainsi les clients qui le désirent se convertir au TAE.

Pour ce faire, le Distributeur calcule :

- les coûts évités de fourniture, transport et distribution (c'est-à-dire, les coûts supplémentaires qu'aurait à supporter le Distributeur si les clients se convertissaient au TAE) ;

- les pertes de revenus (c'est-à-dire, les revenus additionnels qu'aurait perçus le Distributeur si les clients se convertissaient au TAE) ;
- le coût total de l'aide financière octroyée à la clientèle bi-énergie ; et
- le coût de commercialisation de ce programme.

Les tableaux R-83.2-A et R-83.2-B présentent les principales hypothèses sous-tendant cette analyse alors que le tableau R-83.2-C présente les résultats de l'analyse.

Tableau R-83.2-A

Cas type - Maison unifamiliale moyenne à Montréal	Consommation
Usages de base et chauffage de l'eau	12 449 kWh
Chauffage des locaux (périodes pointe et hors pointe)	14 035 kWh
Chauffage des locaux en période de pointe (< -12°C)	3 163 kWh
Puissance à la pointe d'un client TAE	6,7 kW
Taux d'efficacité d'un système mazout	70%
Taux d'efficacité d'un système bi-énergie	75%

Tableau R-83.2-B

Autres intrants et hypothèses	
Horizon de l'analyse	20 ans
Horizon du programme d'aide financière	5 ans
Renouvellements bi-énergie totaux	30 179
Renouvellements bi-énergie associés au programme	5 120
Coûts évités	HQD-2, document 4
Tarifs D et DT	Voir stratégie tarifaire explicitée en preuve
Prix du mazout	Prévisions mai 2010
Coût en capital prospectif	5,913% (D-2010-022)
Inflation	2%
Coût GES	15 \$ la tonne (\$2009)
Taxes (TPS et TVQ)	13,925% en 2011, 14,975% par la suite

Tableau R-83.2-C

COÛTS ACTUALISÉS (\$2011) - HORIZON 20 ANS	
Coût d'opération – Chauffage à la bi-énergie	
Facture énergétique - Clients fonctionnant à la bi-énergie	118 761 624 \$
Facture de mazout incluant les taxes	34 738 195 \$
Facture d'électricité incluant les taxes	84 023 429 \$
ANALYSE ÉCONOMIQUE POINT DE VUE DES CLIENTS – Maintien à la bi-énergie	
Facture énergétique - Clients fonctionnant à la bi-énergie	118 761 624 \$
Facture de mazout incluant les taxes	34 738 195 \$
Facture d'électricité incluant les taxes	84 023 429 \$
=> Gain sur la facture d'énergie si chauffage bi-énergie	0 \$
Différentiel de coût associé au système bi-énergie	39 390 994 \$
Coûts de renouvellement du système bi-énergie nets de l'aide financière	39 390 994 \$
Différentiel des frais d'entretien bi-énergie p/r à bi-énergie	0 \$
Gain net des clients - maintien à la bi-énergie (1)	-39 390 994 \$
ANALYSE ÉCONOMIQUE POINT DE VUE DES CLIENTS – Conversion TAE	
Facture énergétique - Clients fonctionnant TAE	152 960 002 \$
Facture de mazout incluant les taxes	0 \$
Facture d'électricité incluant les taxes	152 960 002 \$
=> Gain sur la facture d'énergie si chauffage TAE	-34 198 378 \$
Différentiel de coût associé au système TAE	19 920 737 \$
Coût de conversion TAE	27 901 407 \$
Différentiel des frais d'entretien TAE p/r à bi-énergie	-7 980 670 \$
Gain net des clients - conversion bi-énergie vers TAE (2)	-54 119 115 \$
Gain des clients au maintien de la bi-énergie p/r à la conversion TAE (1) - (2)	14 728 122 \$
ANALYSE ÉCONOMIQUE POINT DE VUE HQD – Maintien à la bi-énergie p/r à conversion TAE	
Coûts évités par le Distributeur	56 717 155 \$
coût de l'énergie \$	19 205 191 \$
coût de la puissance \$	16 633 075 \$
coût de transport \$	16 044 810 \$
coût de la distribution \$	5 857 469 \$
coût en émission de gaz à effet de serre \$	-1 023 390 \$
Coût de l'aide financière	40 102 488 \$
Coût de commercialisation du programme d'aide financière	816 083 \$
Perte de revenus - maintien bi-énergie (tarif DT - tarif D)	59 962 330 \$
Coûts nets du maintien à la bi-énergie p/r à la conversion TAE	-44 163 746 \$
Rentabilité pour le Distributeur d'un programme d'aide financière visant le maintien à la bi-énergie	-44 163 746 \$

Les résultats obtenus montrent :

- que les clients participant au programme (et donc bénéficiant de l'aide financière) retireraient un gain global de 14,7 M\$ en renouvelant leur système bi-énergie plutôt qu'en se convertissant au TAE. Ce gain serait attribuable tant à l'aide financière versée par le Distributeur qu'à la stratégie tarifaire visant à consolider l'intérêt financier de rester au tarif DT ;
- que le développement d'un programme commercial pour le maintien du parc bi-énergie résidentiel coûterait 44,2 M\$ au Distributeur, ce qui exercerait une pression à la hausse sur les tarifs. Cette pression est attribuable tant aux pertes de revenu qu'il devrait supporter en encourageant les clients à rester à la bi-énergie qu'au coût que représente l'aide financière versée à l'ensemble de la clientèle participante.

Par ailleurs, lorsque le Distributeur affirme « que l'octroi d'une aide financière aurait peu d'impact sur le marché de la bi-énergie », il se réfère essentiellement au taux d'opportunisme de 80 %. En effet, pour le Distributeur, financer une proportion si élevée de clients qui d'emblée resteraient à la bi-énergie apparaît ni judicieux ni rentable. Par conséquent, il en coûterait 44,2 M\$ à l'ensemble des clients du Distributeur pour ne convaincre que 20 % des clients bi-énergie de renoncer à une conversion au TAE.

83.3 Veuillez concilier l'affirmation du Distributeur à l'effet qu'il y a un intérêt naturel des clients à rester à la bi-énergie uniquement grâce aux avantages du tarif DT par rapport au tarif D, avec le nombre des conversions au TAE, fourni en réponse à la question 83.2.

Réponse :

La majorité des clients au tarif DT conservent actuellement une perception positive de la bi-énergie, ce que confirment les résultats du sondage de CROP (93 % se disent très ou assez satisfaits) et l'évolution du parc de clients au tarif DT. Outre les économies sur leur facture d'énergie, les clients satisfaits apprécient généralement le confort, l'efficacité du système, l'accès à la climatisation à faible coût et la sécurité d'approvisionnement liée à l'utilisation de plus d'une source d'énergie. Les clients non satisfaits évoquent comme principales raisons leur facture d'énergie trop élevée et l'inefficacité du système.

Ainsi, les décisions des clients ne sont pas nécessairement basées sur une analyse économique. De plus, la clientèle est composée de clients ayant des profils variés, certains affichant un intérêt plus marqué pour le chauffage à l'électricité ou une aversion plus grande pour les fluctuations des prix de l'énergie. On retrouve parmi ces derniers les

clients qui n'ont pas choisi le système bi-énergie, mais en ont hérité à l'achat d'une propriété, et qui constituent la majorité des clients à abandonner l'option bi-énergie en faveur, le plus souvent, d'un système tout électrique.

- 84. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, Annexes, page 36 ;
(ii) Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 15.

Préambule :

- (i) « ... le Distributeur ne peut recommander d'offrir une aide financière à la clientèle bi-énergie. Il poursuivra plutôt sa stratégie tarifaire visant à maintenir l'intérêt des clients pour le tarif DT, lequel sera renforcé par la hausse prévue du coût de l'électricité patrimoniale. »
- (ii) « Enfin, les hausses tarifaires associées à la fourniture d'électricité patrimoniale permettront, à partir de 2014, d'accroître les économies des clients bi-énergie et ainsi, consolider davantage le parc bi-énergie existant. »

Demande :

- 84.1** Veuillez présenter le scénario des variations relatives des tarifs D et DT envisagées par le Distributeur à partir de 2014. Veuillez expliquer en quoi la hausse des coûts de fourniture d'électricité patrimoniale renforcera l'intérêt de la clientèle pour le tarif DT et consolidera davantage le parc bi-énergie existant.

Réponse :

Comme il l'a exposé aux pages 34 et 35 de la pièce HQD-8, document 8, annexes, le Distributeur a analysé la rentabilité d'octroyer une aide financière en intégrant des hausses tarifaires à l'inflation à partir de 2012, auxquelles s'ajoute la hausse du coût de l'électricité du bloc patrimonial entre 2014 et 2018 telle qu'annoncée dans le dernier budget du gouvernement du Québec. Pour les fins de la présente analyse, ces hausses ont été appliquées en présumant la poursuite de l'actuelle stratégie tarifaire, à savoir :

- pour le tarif D, une hausse de prix deux fois plus importante pour la 2^e tranche que pour la 1^{re} tranche ; et
- pour le tarif DT, une hausse de prix applicable uniquement en pointe.

Le tableau suivant présente les tarifs hypothétiques D et DT utilisés dans l'analyse présentée dans la preuve (R-3740-2010) pour la période 2011-2019. Concrètement, le Distributeur réévaluera chaque année sa stratégie tarifaire en fonction du contexte énergétique.

**Tableau R-84.1
Évolution des tarifs D et DT et des frais annuels d'énergie**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tarif D									
Prix de la 1 ^{re} tranche ¢/kWh	5,45	5,53	5,61	5,85	6,10	6,36	6,63	6,91	7,01
Prix de la 2 ^e tranche ¢/kWh	7,51	7,73	7,96	8,64	9,38	10,18	11,05	11,99	12,34
Frais annuels d'énergie (électricité)									
Tarif DT									
Prix hors pointe ¢/kWh	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33
Prix pointe ¢/kWh	18,32	19,3	20,32	23,33	26,58	30,06	33,82	37,86	39,35
Frais annuels d'énergie¹									
Client TAE (tarif D)	2 010 \$	2 078 \$	2 129 \$	2 281 \$	2 445 \$	2 621 \$	2 810 \$	3 014 \$	3 089 \$
Client bi-énergie (tarif DT et mazout)	1 727 \$	1 800 \$	1 826 \$	1 880 \$	1 941 \$	2 005 \$	2 070 \$	2 138 \$	2 171 \$
Économie sur les frais annuels d'énergie									
Bi-énergie DT p/r à TAE D	283 \$	278 \$	303 \$	401 \$	504 \$	615 \$	741 \$	876 \$	918 \$

¹ Pour la résidence unifamiliale moyenne à Montréal (frais d'énergie excluant la redevance mais incluant les taxes)

Cette stratégie tarifaire va affecter davantage le tarif D comparativement au tarif DT, accordant ainsi au système bi-énergie un avantage concurrentiel. Comme les clients du tarif DT s'effacent en pointe, l'application de cette stratégie tarifaire vient donc augmenter sensiblement le coût du chauffage TAE et donc, accroître les économies nettes réalisées par le client bi-énergie au tarif DT et ce, même en considérant la hausse future des prix du mazout. L'économie de demeurer au tarif DT croît en effet de 401 \$ en 2014 à 918 \$ en 2019.

- 85. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 12-13 ;
(ii) Pièce HQD-12, document 2, page 14 ;
(iii) Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, page 171 ;

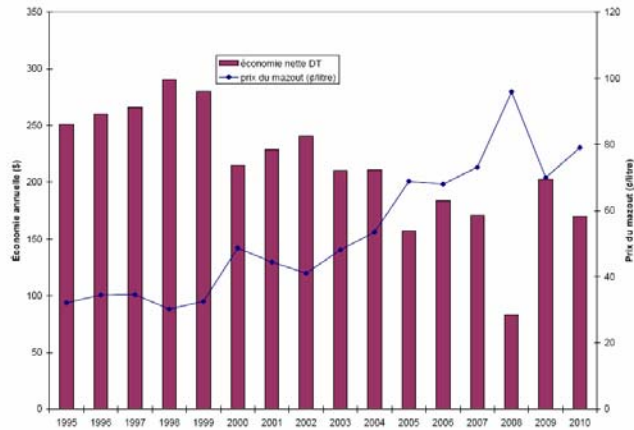
Préambule :

- (i) « Pour que la contribution de la bi-énergie au plan d'approvisionnement se concrétise et se maintienne dans le futur, les clients adhérant au tarif DT doivent continuer de trouver un intérêt à fonctionner en mode bi-énergie et à s'effacer en période de pointe. La stratégie tarifaire contribue à atteindre cet objectif.

La rentabilité du client bi-énergie au tarif DT dépend de son économie de facture par rapport au tarif D, de ses achats de combustible et de l'écart entre les frais d'entretien d'un système bi-énergie par rapport à un système électrique. Cette économie totale incite le client à demeurer au tarif DT et sert ultimement à financer une partie du différentiel des coûts d'acquisition du système bi-énergie par rapport à un système électrique. »

- (ii)

FIGURE 2
ÉVOLUTION DE L'ÉCONOMIE NETTE EN FONCTION DU PRIX DU MAZOUT



(iii)

Tableau R-85.1-A

Cas type - Maison unifamiliale moyenne à Montréal	Consommation
Usages de base et chauffage de l'eau	12 449 kWh
Chauffage des locaux (périodes pointe et hors pointe)	14 035 kWh
Chauffage des locaux en période de pointe (< -12°C)	3 163 kWh
Puissance à la pointe d'un client TAE	6,7 kW
Taux d'efficacité d'un système mazout	70%
Taux d'efficacité d'un système bi-énergie	75%

Demandes :

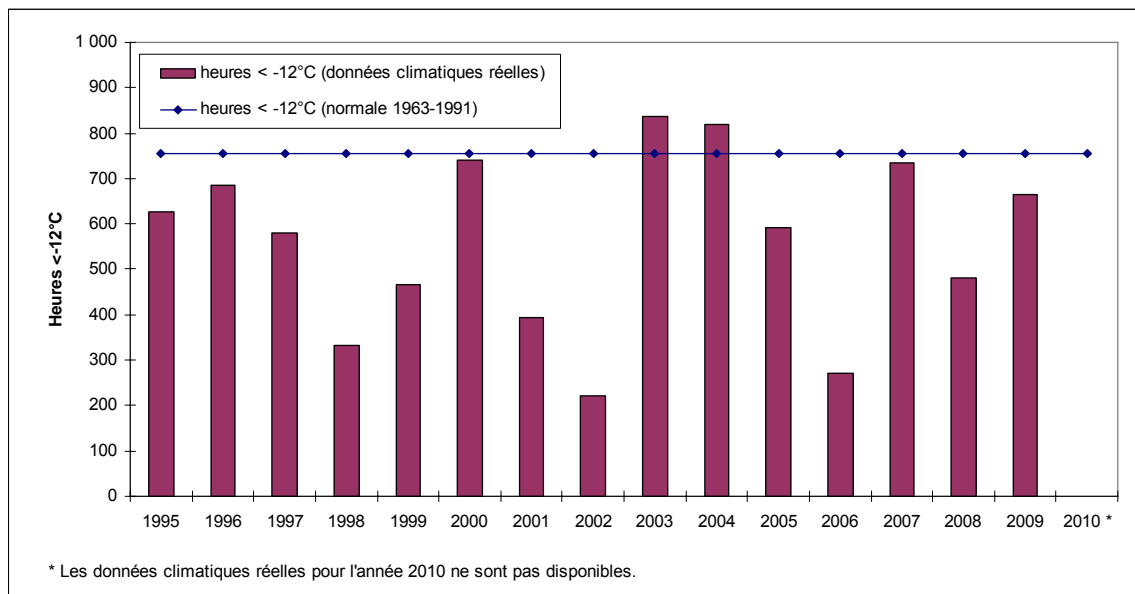
85.1 Veuillez préciser les nombres d'heures, d'une part, et de degrés-jours de chauffage, d'autre part, au-dessus et en-dessous de -12°C, utilisés pour établir les données du tableau en référence (iii) et indiquer à quelles normales climatiques correspondent ce nombre d'heures et de degrés-jours en-dessous de -12°C.

Réponse :

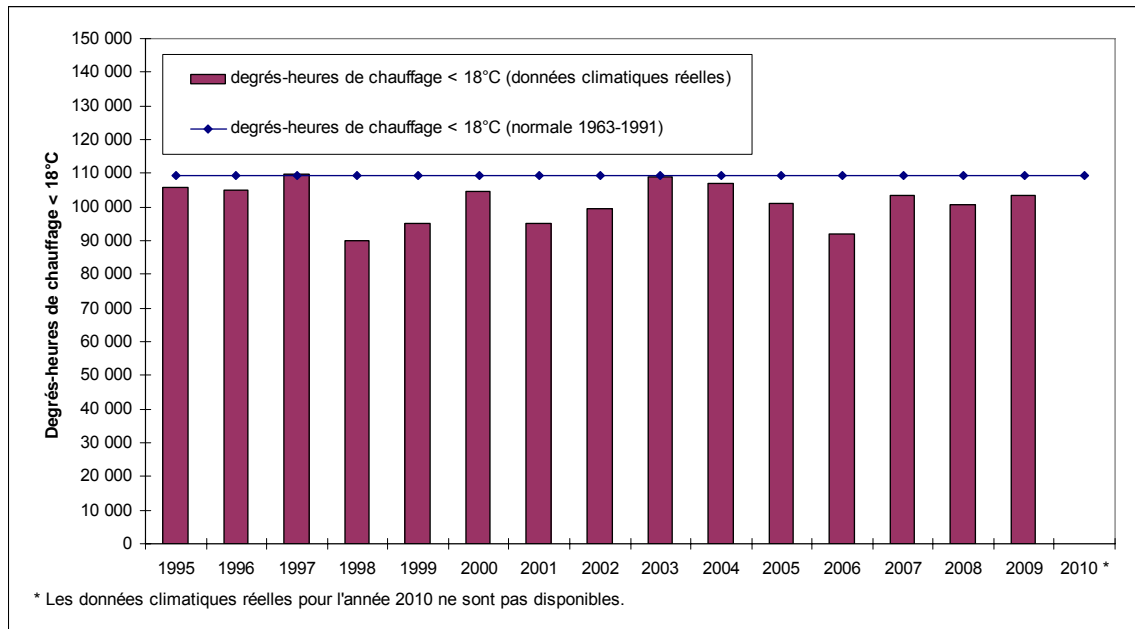
**Tableau R-85.1-A
Nombre d'heures et degrés-heures de chauffage
Normale climatique 1963-1991**

	Nombre d'heures de chauffage (18°C)	Degrés-heures de chauffage
≥ -12°C	6 124	84 664
< -12°C	756	24 636
Total	6 880	109 300

**Figure R-85.1-B
Nombre d'heures sous -12°C
Données climatiques 1995-2009 et normale 1963-1991**



**Figure R-85.1-C
Nombre de degrés-heures de chauffage sous 18°C –
Données climatiques 1995-2009 et normale 1963-1991**



85.2 Veuillez indiquer si la figure en référence (ii) a été établie pour le cas type de la maison moyenne du tableau R-85.1-A en référence (iii) et confirmer qu'il s'agit d'une maison sans piscine ni climatisation.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il s'agit de la maison moyenne telle que décrite en référence (iii) sans climatisation ni piscine.

85.3 Veuillez préciser si les valeurs climatiques utilisées pour générer la figure 2 en référence (ii) et les données du tableau R-85.1 en référence (iii) ont été mises à jour depuis le lancement du programme bi-énergie.

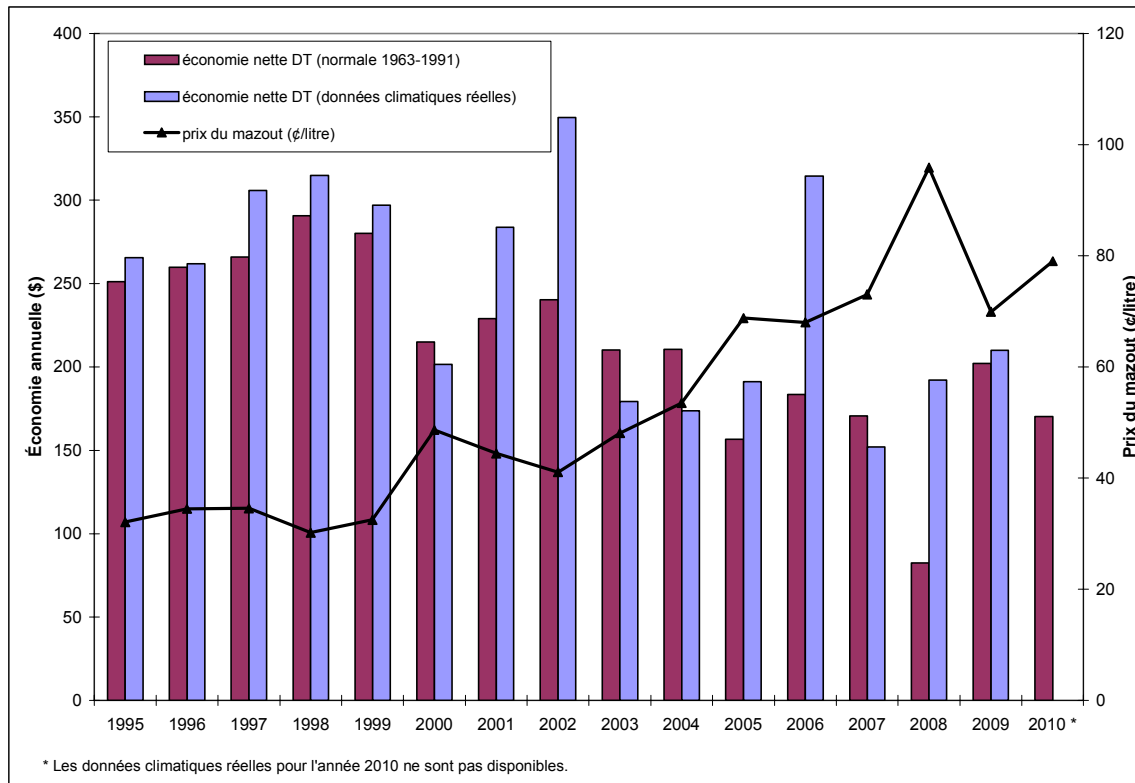
Réponse :

Non, les données climatiques utilisées sont les mêmes.

85.4 Veuillez fournir une version n°2 de la figure 2 utilisant les données climatiques réelles des années 1995 à 2010.

Réponse :

Figure R-85.4 – Évolution de l'économie nette en fonction du prix du mazout – Données climatiques 1995-2009 et normale 1963-1991

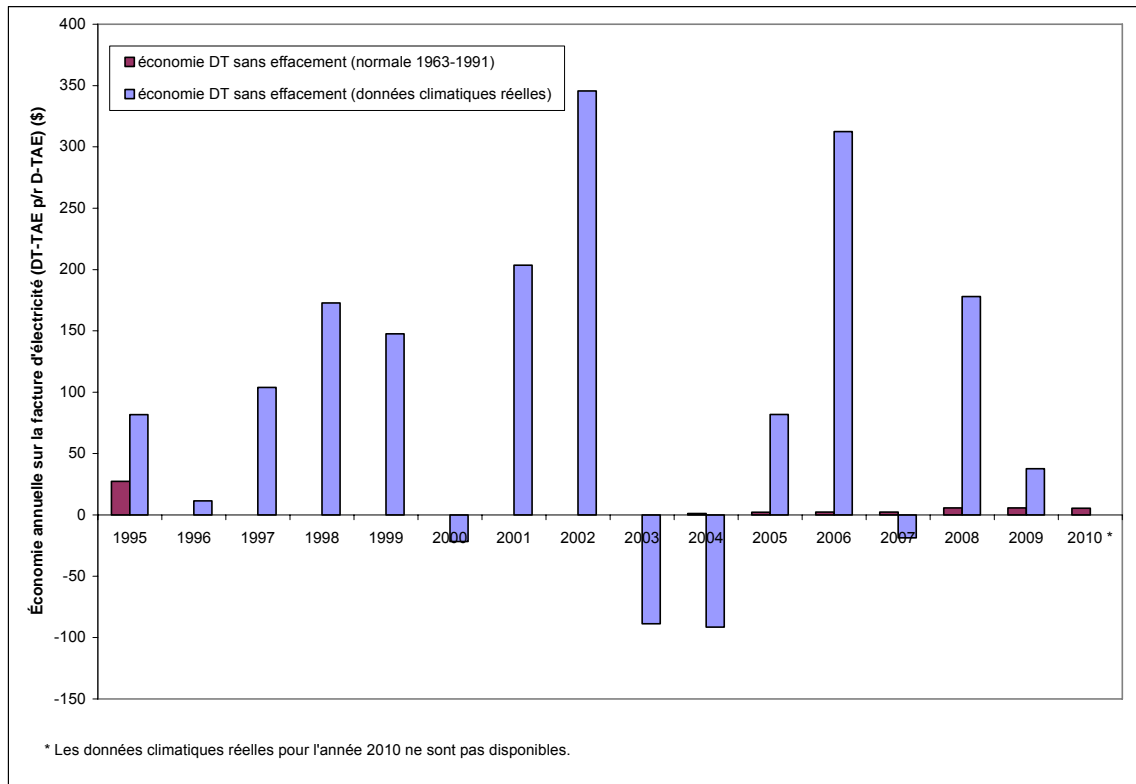


85.5 Veuillez fournir une version n°3 de la figure 2, utilisant toujours les données climatiques réelles des années 1995 à 2010 mais montrant le différentiel de coût entre un client au tarif D et un client au tarif DT qui se chaufferait en mode TAE.

Réponse :

Le tarif DT étant calibré neutre par rapport au tarif D en fonction de la normale 1963-1991, les économies du client DT fonctionnant en mode TAE sont nulles. Toutefois, les économies réelles fluctuent en fonction de la température. En effet, les économies réalisées sans effacement sont supérieures lorsqu'il y a moins d'heures sous le seuil de température de transfert.

Figure R-85.5 – Évolution de l'économie sur la facture d'électricité (DT-TAE par rapport à D-TAE) – Données climatiques 1995-2009 et normale 1963-1991



85.6 Veuillez indiquer si un niveau d'économie inférieur à 200 \$/an pour la résidence moyenne sans piscine et non climatisée est suffisant pour convaincre tous les clients au tarif DT de s'effacer à la pointe et, le cas échéant, de réinvestir dans leur système de chauffage au mazout. Veuillez accompagner votre réponse de deux graphiques similaires à celui fourni en réponse à la question précédente, le premier établi pour le cas type de la résidence unifamiliale moyenne à Montréal équipée de la climatisation et l'autre pour la même résidence équipée de la climatisation et d'une piscine moyenne en précisant si elle est chauffée ou non. Dans ces deux cas, la Régie veut savoir combien de tels clients au tarif DT économisent ou perdent par rapport au tarif D s'ils se chauffent en mode TAE.

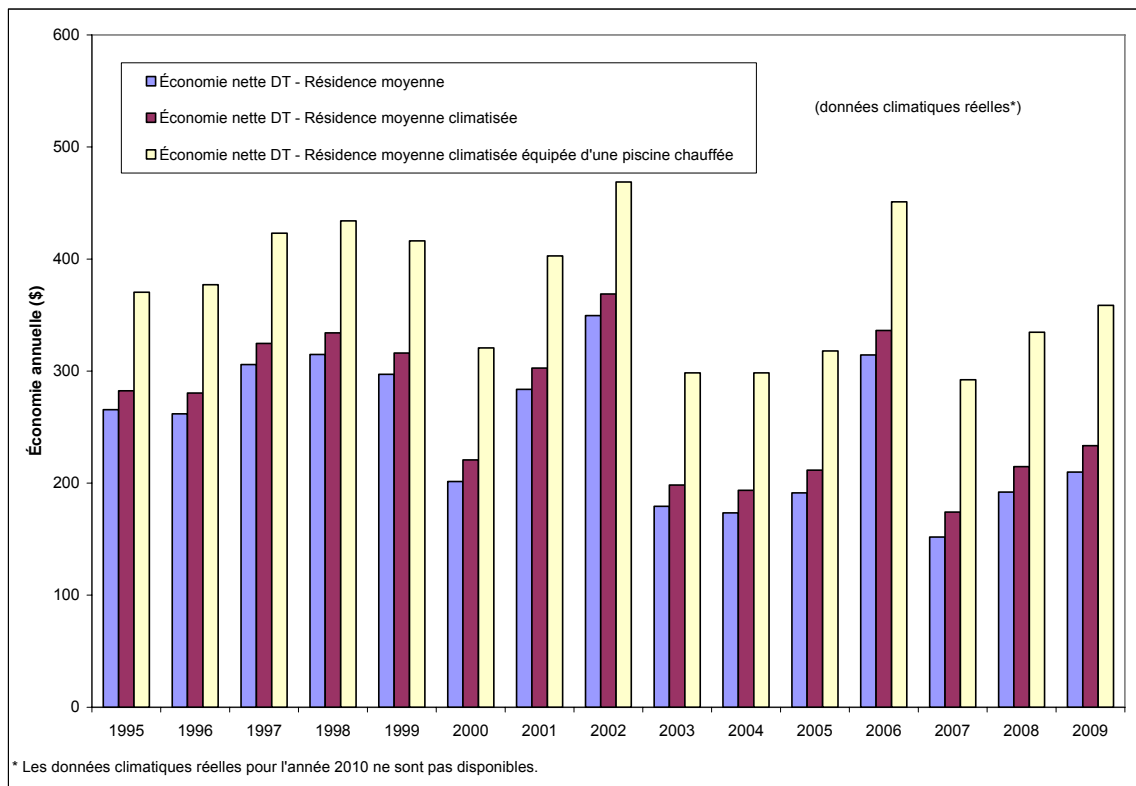
Réponse :

La structure du tarif DT avec un prix en pointe de 18,32 ¢/kWh est suffisante pour convaincre les clients de s'effacer lorsque la température est inférieure à -12°C ou -15°C, selon le cas (voir également la réponse du Distributeur à la question suivante). De plus, la stratégie tarifaire qui consiste à hausser uniquement le prix en pointe vise à accroître l'économie du client afin de consolider son intérêt à maintenir son système bi-énergie.

Par ailleurs, tous les clients au tarif DT avec climatisation, avec ou sans piscine, économisent au tarif DT par rapport au tarif D en mode TAE.

La figure R-85.6 présente l'évolution des économies nettes au tarif DT pour une résidence moyenne avec et sans usages d'été. Aux fins du présent exercice, la consommation associée à la climatisation est estimée à 800 kWh alors que celle de la piscine chauffée à 4 000 kWh.

Figure R-85.6
Évolution de l'économie nette avec et sans usages d'été
Données climatiques réelles 1995 à 2009



85.7 Veuillez indiquer quelles mesures prend le Distributeur pour vérifier que sa clientèle au tarif DT s'efface effectivement à la pointe.

Réponse :

Le tarif DT est conçu de façon à ce que le client s'efface lorsque la température est inférieure à -12°C (ou -15°C selon le cas). L'article 2.26 des Tarifs et conditions du Distributeur spécifie que « le système bi-énergie doit être muni d'un commutateur permettant le transfert automatique d'une source d'énergie à l'autre. Ce commutateur doit, à cette fin, être relié à une sonde thermique [...] ». Le client peut en plus disposer d'un commutateur manuel pour commander lui-même le transfert d'une source d'énergie à l'autre.

Cela dit, la structure du tarif DT comprend un prix de 18,32 ¢/kWh (ce qui équivaut à 1,48 \$/litre) pour l'énergie consommée lorsque la température est inférieure à -12°C ou à -15°C, selon le cas. Ainsi, la décision de ne pas fonctionner en mode bi-énergie au tarif DT est économiquement injustifiée étant donné le prix actuel du mazout (voir aussi à ce sujet la réponse à la question 86.4 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1, du dossier R-3708-2009, page 176).

De plus, le sondage CROP (mentionné en réponse à la question 83.1 de la Régie) confirme que la très grande majorité des clients s'effacent effectivement en pointe.

86. **Référence :** Décision D-2010-022, page 109.

Préambule :

« La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un programme commercial visant à réduire l'effritement de sa clientèle existante à la bi-énergie, sans affecter le nombre de clients actuels de l'industrie du chauffage au mazout. »

Demande :

86.1 Veuillez préciser les démarches et les avenues envisagées par le Distributeur pour répondre à cette demande de la Régie.

Réponse :

Le Distributeur a présenté l'analyse qu'il a effectuée afin de répondre à la demande de la Régie dans sa requête tarifaire (voir la pièce HQD-8, document 8, annexes, pages 33 à 36 ainsi que la réponse à la question 83.2 de la Régie). Le Distributeur y conclut qu'il ne peut recommander d'offrir une aide financière à la clientèle bi-énergie.

D'une part, le Distributeur tient à rappeler qu'il ne constate pas d'effritement de son parc bi-énergie résidentielle. D'autre part, compte tenu qu'il est impossible de cibler uniquement les quelque 20 % de clients non opportunistes, le programme coûterait 44,2 M\$ pour convaincre 5 120 clients bi-énergie sur une période de 5 ans. De surcroît, le Distributeur a comparé le coût total en ressources du chauffage bi-énergie et d'un système électrique. Cette analyse indique qu'il est également non rentable pour la société de promouvoir le chauffage bi-énergie.

Enfin, le Distributeur démontre qu'il lui est possible de maintenir et même d'accroître l'intérêt des clients pour le tarif DT en poursuivant son actuelle stratégie tarifaire. Le Distributeur poursuivra néanmoins sa vigie en vue du maintien du parc bi-énergie, notamment en ce qui concerne le prix du mazout et les intentions de ses clients au tarif DT.

TARIF DH

- 87. Références :**
- (i) Pièce HQD-12, document 6, page 22 ;
 - (ii) Pièce HQD-12, document 2, page 12 ;
 - (iii) Dossier R-3677-2008, pièce B-9, HQD-16, document 1, pages 103 – 104.

Préambule :

- (i) « Au début du mois de mars 2010, les participants ont reçu une lettre les informant de la fin du PHTJ et de leur retour au tarif D au 1^{er} avril... »
- (ii) « Le Distributeur propose donc pour l'instant de maintenir le statu quo en matière de tarification dynamique. »
- (iii) à propos du tarif DH : «... le Distributeur peut d'ores et déjà mentionner que la structure de ce tarif ne reflète plus la structure de ses coûts évités. ./..Le tarif DH a été défini pour les fins d'un projet pilote en 1993 dans un contexte d'entreprise intégrée. Le Distributeur considère que ce tarif, dans sa forme actuelle, n'a plus sa raison d'être. Non seulement ce tarif s'adresse-t-il uniquement aux clients chauffant à l'électricité, mais sa structure, en termes de niveau de prix et de plages horaires de leur application, n'est pas alignée sur les signaux de prix actuels. Le

tarif DB testé dans le cadre du projet pilote peut être considéré comme une actualisation du tarif DH qui tient compte des coûts marginaux actuels tout en s'adressant à l'ensemble des clients résidentiels. » [nous soulignons]

Demande :

87.1 Veuillez expliquer les raisons de maintenir le tarif DH en vigueur.

Réponse :

Le Distributeur propose de maintenir le tarif DH tant qu'il ne pourra offrir aux abonnés une option tarifaire de nature similaire afin de mitiger l'impact tarifaire de son abrogation. En prévision de cette abrogation, et comme indiqué à la pièce HQD-12, document 2, du dossier R-3708-2009, le Distributeur compte appliquer, le cas échéant, des hausses plus importantes sur le prix hors pointe.