

Montréal, le 5 novembre 2010

Par courriel

Me Éric Fraser
Affaires juridiques
Hydro-Québec Distribution
75, boul. René-Lévesque Ouest – 4e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4

**Objet : Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année tarifaire 2011-2012
Dossier de la Régie : R-3740-2010**

Cher confrère,

Nous vous transmettons, avec la présente, la demande de renseignements no. 2 que la Régie adresse au Distributeur relativement au dossier mentionné en titre.

Vous nous obligeriez de nous transmettre les réponses à cette demande de renseignements **d'ici 12h, le 15 novembre 2010.**

Veillez agréer, cher confrère, l'expression de nos sentiments distingués.

Véronique Dubois, avocate
Secrétaire de la Régie de l'énergie
VD/as

P.j.

c.c. Tous les intervenants.

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA REGIE DE L'ENERGIE (LA REGIE)
RELATIVE A LA DEMANDE TARIFAIRE 2010-2011.**

PRÉVISION DES VENTES

- 1. Références :**
- (i) B-1, HQD-2, document 2, page 6 ;
 - (ii) B-9, HQD-13, document 1, page 7 ;
 - (iii) B-9, HQD-13, document 1, page 10 ;
 - (iv) R-3708-2009, B-1, HQD-12, document 2, page 27.

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. »*
- (ii) « *La consommation moyenne annuelle d'une unité d'habitation est d'environ 20 000 kWh.*

[...]

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

(iii) « *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. »*

(iv) « *Tableau 23 – Impacts de la hausse tarifaire sur certains cas types d'habitation. »*

Demandes :

- 1.1 À l'aide des références (ii) et (iii), veuillez présenter le calcul de la croissance de 954 GWh au tarif D.
- 1.2 À l'aide de la référence (iv), veuillez indiquer à quel(s) type(s) d'habitation correspondent les nouvelles unités d'habitation mise en chantier en 2010 dont la consommation moyenne annuelle est de 20 000 kWh.
- 1.3 Veuillez déposer une mise à jour du tableau de la référence (iv).

- 2. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 7 ;
(ii) B-9, HQD-13, document 1, page 10.

Préambule :

(i) « *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.* »

(ii) « • *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.* »

Demande :

2.1 Veuillez confirmer qu'il n'y a pas de décalage entre les variations des valeurs du PIB manufacturier et du PIB tertiaire et la variation de la consommation d'électricité, et ce, contrairement à la croissance du revenu personnel disponible et le nombre de mise en chantiers pour lesquels il existe un décalage. Dans la négative, veuillez préciser les périodes de décalage.

- 3. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 12 ;
(ii) Budget 2010-2011, Plan budgétaire, Finances Québec, 30 mars 2010, pages B.28 et B.29.

Préambule :

(i) « *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). »

(ii) Tableau B.6 – Perspectives économiques du Québec
Tableau B.7 – Perspective économiques du Québec – Comparaison avec le secteur privé

Demandes :

- 3.1 Veuillez clarifier la différence entre l'indicateur « prix à la consommation » du tableau B.6 présenté à la référence (ii) et l'indicateur « hausse des prix » au tableau B.7 de la même référence.
- 3.2 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur utilise l'indicateur « prix à la consommation » plutôt que l'indicateur « hausse des prix » en tant qu'indicateur d'inflation.
- 3.3 Veuillez présenter le calcul des croissances annuelles de 0,9 % en 2010 et de 0,5 % en 2011 du revenu personnel disponible réel par habitant qui seraient prévues par le Ministère des Finances.

- 4. Références :**
- (i) B-9, HQD-13, document 1, page 15 ;
 - (ii) B-9, HQD-13, document 1, pages 15-16.

Préambule :

(i) « 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. »

(ii) « 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. »

Demandes :

- 4.1 Veuillez indiquer à combien de GWh au secteur domestique équivaut une hausse de 1,0 % du prix du pétrole brut WTI.
- 4.2 Veuillez indiquer à combien de GWh au secteur domestique équivaut une hausse de 1,0 % du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta.

COÛT DE LA DETTE

5. **Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 16 et 17.

Préambule :

En réponse à la demande 6.1 de la pièce B-9, le Distributeur affirme que 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 :	(0,3 G\$)
	<hr/>
	1,6 G\$

En réponse à la demande 6.3 de la pièce B-9, le Distributeur affirme que « *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* ». [nous soulignons]

Demandes :

- 5.1 Veuillez donner la valeur des emprunts nets prévus initialement en 2010 et donner les raisons qui ont expliqué un écart de 1,9 G\$ entre la valeur initiale et la valeur des emprunts nets réalisés au cours de cette même année.

- 5.2 Veuillez donner la valeur des emprunts nets prévus en 2011 et illustrer les scénarios ainsi que leur probabilité que la valeur des emprunts nets réalisés en 2011 soit supérieure ou inférieure à la valeur prévue.
- 5.3 Veuillez élaborer davantage sur la « disparition » et l'évolution prévue des valeurs associées aux transactions de couverture de flux de trésorerie. En outre, présenter un tableau illustrant les valeurs associées aux transactions et leurs échéances.

COÛTS ÉVITÉS

6. **Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, pages 23-24 ;
(ii) B-9, HQD-13, document 1, page 56.

Préambule :

(i) « *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 [...]. »

(ii) « *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. »*

Demande :

- 6.1 Veuillez expliquer pourquoi le coût associé à l'énergie différée n'est pas considéré par le Distributeur comme étant un coût évité alors que le prix de la transaction financière conclue avec le Producteur correspond à un prix de revente provenant de surplus à écouler.

7. **Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 27 ;
(ii) R-3726-2010, B-1, HQD-1, document 2.1, pages 11-12.

Préambule :

(i) « 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. »

(ii) « Prix de la puissance, exprimé en \$US/kW-mois, s'appliquant au mois de la période d'hiver et correspondant au plus élevé de: i) 2 \$US, et ii) le résultat du dernier encan mensuel de puissance (« UCAP ») pour le « New York Rest of State », pour le mois applicable, tel que compilé par le NYISO – « NYISO Monthly Auction » (voir Note 2 ci-dessous) – ou l'équivalent si des modifications sont apportées aux règles du NYISO. »

Demandes :

- 7.1 Veuillez confirmer que le prix pour les appels de puissance complémentaire est basé sur le prix de marché de la puissance UCAP pour les mois applicables.
- 7.2 Veuillez préciser les raisons pour lesquelles le coût évité en puissance utilisé par le Distributeur pour le long terme ne réfère plus au prix de marché de la puissance UCAP.
- 7.3 Veuillez préciser quel serait le coût (\$/kW-an) d'une turbine à gaz dédiée à 50 % aux besoins du Distributeur à l'horizon 2015 alors que le Distributeur a estimé ce coût à 80 \$/kW-an en 2008.

8. **Référence :** B-9, HQD-13, document 1, page 28.

Préambule :

« La différence étant peu significative [entre la moyenne de 1,65 ¢/kWh pour les années 2000 à 2009 et l'écart de 1,5 ¢/kWh], le Distributeur considère qu'elle ne justifie pas la modification de l'hypothèse concernant l'écart entre les prix de pointe et hors-pointe. »

Demande :

- 8.1 Veuillez indiquer pour quelles raisons le Distributeur considère qu'un écart de 10 % (0,15/1,50) n'est pas significatif en ce qui a trait à l'écart des prix de pointe et hors-pointe.

COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES (RA)

- 9. Références :**
- (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 33 ;
 - (ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 35 ;
 - (iii) Dossier R-3708, Pièce B-18, HQD-2, document 5, pages 10-11.

Préambule :

(i) En réponse à une précision technique demandée par la Régie, le Distributeur explique que les facteurs d'utilisation des réseaux présentés dans le tableau des coûts évités (et qui servent à convertir les coûts évités de puissance en coûts évités par unité d'énergie) ne sont pas basés sur le facteur d'utilisation de la capacité garantie ou installée des équipements, mais plutôt sur la puissance maximale appelée sur le réseau.

(ii) « *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. »
(nos soulignés)*

(iii) « *Le coût évité en puissance, exprimé en \$/kW-an, correspond aux coûts d'investissements de chaque groupe de production de référence prévu sur l'horizon de planification, et prend en compte sa durée de vie (15 ans) et la puissance requise pour rencontrer les 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. »*

Demandes :

- 9.1 Considérant que les coûts évités de puissance sont établis en fonction du coût d'installation d'équipements d'une capacité donnée à installer réellement, veuillez justifier que le facteur d'utilisation basé sur la pointe annuelle historique enregistrée sur le réseau est effectivement approprié. Dans votre réponse, veuillez expliquer comment on peut obtenir une juste allocation des coûts par kWh livré par la capacité additionnelle à installer si on ne se base pas sur le facteur d'utilisation de la capacité de ces équipements.
- 9.2 Le cas échéant, veuillez corriger le tableau en page 9 de la Pièce B-1, HQD-2, document 4.

CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

10. Référence : Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 41.

Préambule :

« 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. »

[Nous soulignons]

Demande :

10.1 Veuillez présenter les résultats des exercices de balisage concernant la durée de vie utile des poteaux.

11. Référence : Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 41, tableau R-14.2.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements sur le détail du calcul de l'impact sur la charge d'amortissement annuelle des poteaux de l'ordre de 30 M\$, le Distributeur présente le tableau suivant :

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

Demande :

11.1 Veuillez décrire la méthodologie utilisée pour établir l'impact du changement de la durée de vie utile des poteaux sur la charge d'amortissement annuelle ainsi que sur le niveau de précision. Est-ce que le Distributeur a pris en compte chaque actif de façon spécifique?

APPROVISIONNEMENTS

- 12. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 45 ;
(ii) R-3708-2009, B-5, HQD-13, document 9, page 24.

Préambule :

(i) « 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. »

(ii) Tableau R-11.2

Électricité patrimoniale inutilisée (TWh)

janv-09	févr-09	mars-09	avr-09	mai-09	juin-09	juil-09	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09	Total
0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,4	0,1	4,5

Demande :

12.1 Veuillez fournir une ventilation mensuelle de l'énergie patrimoniale inutilisée pour chacune des années de 2005 à 2010 inclusivement, tel que produit à la référence (ii).

- 13. Références :** (i) B-1, HQD-5, document 1, page 7 ;
(ii) B-1, HQD-5, document 1, page 14.

Préambule :

(i) « 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) « *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.* »

Demande :

13.1 Outre les quantités faisant l'objet de transactions financières, veuillez indiquer les quantités d'énergie qui seront différées en 2010 et en 2011.

COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 7 ;
 - (ii) Pièce B-1, HQD-2, document 1, page 3 ;
 - (iii) Pièce C-5-8 ACEFQ, page 5.

Préambule :

(i) et (ii) Le Distributeur utilise le taux d'inflation au Canada de 2 % pour la progression des autres charges.

(iii) Dans sa preuve, l'ACEFQ indique :

« Nous recommandons qu'HQD utilise comme taux d'inflation prévue à court terme (pour l'année de base et l'année témoin) la moyenne des prévisions du taux d'inflation des organisations effectuant des prévisions économiques.

Nous recommandons aussi qu'HQD fournisse les prévisions d'inflation propres au Québec et qu'elle compare son efficacité à ce taux en plus du taux d'inflation pour le Canada, pour tenir compte de la situation économique propre à son marché d'affaires (en effet on observe du précédent tableau un écart de près de 10% entre l'inflation cumulée au Québec et celle cumulée au Canada entre 2001 et 2011). »

Demandes :

14.1 Dans un contexte où les activités du Distributeur se passent au Québec, veuillez élaborer sur l'utilisation du taux d'inflation du Canada plutôt que celui du Québec. Veuillez fournir le taux d'inflation du Québec et indiquer quel serait l'impact de son utilisation en 2011.

14.2 Veuillez commenter les recommandations citées à la preuve de l'ACEFQ (référence (iii)).

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 29, annexe B ;
 - (ii) Pièce B-9, HQD-13, document 12, page 10 ;
 - (iii) Pièce C-12-3, FCEI, page 10.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente dans sa formule paramétrique des charges d'exploitation un facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, passant de 9,3 M\$ (0,8 %) pour l'année 2010 (D-2010-022) à 16,0 M\$ (1,4 %) pour l'année témoin 2011.

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur confirme que les abonnements augmentent de 57 188 (1,43 %) soit : (4 048 932 en 2011 – 3 991 744 en 2010). Le facteur de croissance de 1,43 % est appliqué aux charges d'exploitation établies à des fins statutaires de l'année 2010, soit $1,43 \% \times 1\,119,2 \text{ M}\$ = 16,0 \text{ M}\$$.

(iii) « *La FCEI juge qu'il y a un manque d'information en ce qui a trait à la sensibilité des charges d'exploitation au nombre d'abonnés. L'étude de ce lien est critique à l'élaboration d'une formule d'établissement des charges qui représente adéquatement la réalité du Distributeur. En présumant que l'ensemble des coûts sont fixes, la formule transfère toutes les économies d'échelles au Distributeur. Cela paraît inacceptable, d'autant plus que le Distributeur admet ne pas avoir analysé le coût marginal associé à l'addition de client.*

Par conséquent, la FCEI demande que le Distributeur présente, au prochain dossier tarifaire, une analyse détaillée du coût marginal associé à l'addition de nouveaux clients.

En ce qui concerne le présent dossier tarifaire et considérant qu'aucune information n'est disponible pour faire un choix éclairé, la FCEI recommande à la Régie d'utiliser une proportion de 50 % de coûts fixe dans l'application de la formule, soit la valeur médiane du domaine des valeurs possibles. Bien que cette valeur soit tout aussi arbitraire que la valeur de 100 % utilisée à l'heure actuelle, elle représente le scénario mitoyen. »

Demandes :

15.1 Veuillez indiquer quelle est la position du Distributeur sur la prise en compte des coûts fixes sur son facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements.

15.2 Veuillez commenter la recommandation présentée à la référence (iii) à l'égard de l'utilisation d'une proportion estimée à 50% de coûts fixes dans l'application de la formule paramétrique des charges d'exploitation (soit 50 % de 16,0 M\$ pour 2011). Le cas échéant veuillez estimer une proportion de coûts fixes.

- 16. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 12 ;
(ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 82, tableau R-32.2.

Préambule :

- (i) L'application des critères de récurrence et de stabilité des coûts a amené le Distributeur à proposer le reclassement des éléments spécifiques suivants :

Éléments reclassés en 2011 (en M\$)	2008 Année historique	2009 Autorisé	2009 Année de base	2009 Année historique	2010 Autorisé	2010 Année de base	2011 Année témoin
Clientèle à faible revenu	1,3	5,5	5,5	2,2	9,6	9,6	12,4
Gestion des cours de poteaux	3,2	2,5	2,5	1,5	2,9	2,9	2,9
Ouvrages civils		4,0	4,0	1,7	4,0	4,0	4,0
Mesures sécurité cybernétique	5,6	8,1	8,1	8,1	8,7	7,9	9,5
Total	10,1	20,1	20,1	13,5	25,2	24,4	28,8

Sources : Décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 61 et pièce B-1, HQD-7, document 1, page 21, annexe A.

Éléments reclassés en 2010 (et autorisés D-2010-022) (en M\$)	2008 Année historique	2009 Autorisé	2009 Année de base	2009 Année historique	2010 Autorisé	2010 Année de base	2011 Année témoin
Alimentation Schefferville	6,8	9,4	9,4	6,0	9,1	9,1	9,3
Maîtrise de la végétation	55,3	59,8	56,7	54,7	61,1	60,5	61,7
Total	62,1	69,2	66,1	60,7	70,2	69,6	71,0

Sources : Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-7, document 4, page 3; décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 61 et pièce B-1, HQD-7, document 1, page 21, annexe A.

- (ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente le cumulatif des dossiers traités pour les ententes personnalisés :

Tableau R-32.2

Stratégie pour la clientèle à faible revenu			
Nombre d'ententes personnalisées et de dossiers traités	année historique	année de base	année témoin
	2009	2010	2011
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

Demandes :

- 16.1 La Régie se questionne sur la stabilité des coûts à ce stade-ci. La Régie constate que les éléments reclassés en 2011 ont totalisé 20,1 M\$ (montant autorisé 2009) par rapport à 13,5 M\$ (montant réel 2009), soit un écart favorable de 6,6 M\$ (33 %). Les données réelles 2010 ne sont pas encore connues. Veuillez commenter.
- 16.2 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur de procéder au reclassement d'un élément spécifique vers ses activités de base selon un critère de stabilité des coûts basé sur des données réelles seulement.
- 16.3 En ce qui a trait à l'élément spécifique *Stratégie pour la clientèle à faible revenu*, la Régie constate 6 684 dossiers et 2,2 M\$ en 2009 comparativement à 12 000 dossiers et 12,4 M\$ prévus en 2011. Veuillez expliquer la variation du coût moyen unitaire des ententes personnalisées entre les données 2009 et 2011.
- 16.4 En ce qui a trait à la charge reliée à la *Maîtrise de la végétation*, veuillez expliquer la hausse de 5,8 M\$ (10,6 %) entre l'année historique 2009 et l'année de base 2010.

- 17. Références :**
- (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 76 ;
 - (ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 77 ;
 - (iii) Pièce C-12-3, FCEI, page 16.

Préambule :

- (i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur fournit plus de détails concernant le programme de protection de l'environnement. Il mentionne que :

« 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. »

(ii) « 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. »

[Nous soulignons]

(iii) Dans sa preuve, FCEI mentionne que :

« Deuxièmement, bien qu'une intention générale soit énoncée, aucun objectif précis n'est défini. Vise-t-on à caractériser et réhabiliter tous les sites ou seulement certains d'entre eux? Vise-t-on une réhabilitation totale ou partielle? Combien de sites doivent être caractérisés? Il est difficilement compréhensible que cette information ne soit pas au dossier considérant que le Distributeur indique disposer d'un inventaire de ses sites.

Troisièmement, bien que les demandes de renseignements aient permis d'obtenir un peu d'information sur les interventions des dernières années, on ne sait pas le nombre de caractérisation que le Distributeur prévoit faire avec les 4 M\$ demandés (ce qui représente une multiplication par quatre du budget réel 2009). On ne dispose non plus d'aucune information sur le nombre total de caractérisations/réhabilitations à réaliser, sur le coût moyen prévu, ainsi que sur l'horizon temporel de l'élément spécifique. »

Demandes :

- 17.1 Veuillez préciser le nombre de sites concernés pour chacune des propriétés suivantes : les terrains occupés par les centres de services, les centres administratifs, les centrales thermiques de même que les postes (référence (i)).
- 17.2 Veuillez préciser les nouvelles obligations qui sont en place *depuis quelques années*, ainsi que celles qui existaient antérieurement. Veuillez également préciser comment le Distributeur répondait aux obligations antérieures et à celles qui ont été en vigueur depuis quelques années.

17.3 Veuillez répondre aux interrogations citées à la référence (iii) :

- Vise-t-on à caractériser et réhabiliter tous les sites ou seulement certains d'entre eux?
- Vise-t-on une réhabilitation totale ou partielle?
- Combien de sites doivent être caractérisés?
- Quel est le nombre de caractérisations que le Distributeur prévoit faire avec les 4 M\$ demandés?
- Quel le nombre total de caractérisations/réhabilitations à réaliser, le coût moyen prévu, ainsi que l'horizon temporel de l'élément spécifique?

17.4 Advenant le cas où la Régie n'autorisait pas le budget spécifique relié à la protection de l'environnement de 4 M\$, veuillez commenter sur la capacité du Distributeur de réaliser les évaluations sommaires et les travaux de caractérisation des sites à même son budget des activités de base.

COÛT DE RETRAITE

- 18. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 10, tableau 3 ;
 - (ii) Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 13 ;
 - (iii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 67 ;
 - (iv) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 72, tableau R-27.1.

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	55,8	17,8	67,3	11,7

(ii) Le Distributeur indique que le coût de retraite est évalué à 67,3 M\$ en 2011 soit un montant supérieur de 11,7 M\$ à celui autorisé pour 2010. Il explique que :

« 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. »

[Nous soulignons]

(iii) « 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\$. »

La Régie évalue que la quote-part de l'amortissement constaté pour le Distributeur est de l'ordre de 40 M\$.

(iv) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-27.1 les composantes du coût de retraite de l'année historique 2009 et de l'année de base 2010.

Demandes :

18.1 Veuillez fournir le détail du calcul de la perte actuarielle excédant le « corridor » établie à 1 487 M\$ (référence (iii)) et faire le lien avec la note 21 du Rapport annuel 2009 d'Hydro-Québec à la page 89.

18.2 Le Distributeur explique la hausse de 11,7 M\$ par rapport au montant autorisé en 2010, entre autres par l'amortissement de la perte actuarielle évalué par la Régie à 40 M\$. Veuillez expliquer et quantifier le solde de l'écart.

18.3 Veuillez expliquer la hausse du coût de retraite de 49,5 M\$, passant de 17,8 M\$ (année de base 2010) à 67,3 M\$ (année témoin 2011).

18.4 Veuillez compléter le tableau R-27.1 (référence (iv)) pour les composantes du coût de retraite autorisé en 2010 et de l'année témoin 2011. Si les données sont non disponibles, veuillez en indiquer les raisons.

19. Référence : Pièce B-15, pièce HQD-13, document 4.1, annexe A, en liasse, pages 14 et 45.

Préambule :

En complément de réponse à la question 2 de la demande de renseignements no 1 de l'AQCIE/CIFQ, Le Distributeur indique à la page 14 du document :

« Les hypothèses actuarielles utilisées pour la comptabilisation des coûts et obligations découlant du Régime de retraite d'Hydro-Québec pour l'exercice financier 2009 sont celles retenues par le groupe de travail formé par Hydro-Québec, et elles sont établies en conformité avec la norme décrite au chapitre 3461 du Manuel de l'ICCA. Ce groupe de travail est composé de représentants d'Hydro-Québec ainsi que de représentants de Aon Conseil. Ces hypothèses sont celles jugées les plus probables par la direction d'Hydro-Québec. Les hypothèses et méthodes sont validées chaque année par le groupe de travail.

Les écarts qui surviendront entre l'expérience réelle et celle attendue en vertu des hypothèses actuarielles utilisées seront les sources de gains et pertes révélées lors d'évaluations actuarielles futures. »

Le Distributeur présente à la page 45 du document le détail du coût de retraite 2011, mesuré au 30 avril 2010.

Coût prévu selon les IFRS	250
Amortissement des pertes d'expérience, car les pertes non amorties excèdent le corridor de 10 % (l'impact provient principalement de la baisse observée du taux d'actualisation, et dans une moindre mesure, du lissage de l'actif)	+ 124
Amortissement du coût des services passés	+ 50
Amortissement de l'actif transitoire	- 152
Hausse du rendement prévu de l'actif, due à un actif lissé plus élevé que l'actif à la juste valeur	- 62
	<hr/>
Coût résultant selon les PCGR	210

La Régie comprend que le coût de retraite du Distributeur est de 68,0 M\$, soit 32 % de 210 M\$, pour l'année témoin 2011.

Demande :

19.1 Veuillez expliquer et détailler par composantes le coût de retraite prévu de 250 M\$ pour l'année témoin 2011.

20. Référence : Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 74, tableau R-28.2.

Préambule :

Le Distributeur présente au R-28.2 la conciliation de la charge de retraite pour l'année 2011.

(en M\$)	2009 Année historique	2010 D-2010-022	2010 Année de base	2011 Année témoin
Coût de retraite HQD	19,7	58,5	6,6	68,0
Prestation de travail	-4,7	-13,6	-1,6	-16,1
CSP	10,7	10,7	12,8	15,4
Éléments spécifiques	25,7	55,6	17,8	67,3

Sources: Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 74, tableau R-28.2 ; pièce B-1, HQD-7, document 3, page 6, tableau 1 ; pièce B-1, HQD-7, document 9, page 4, tableau 2 et pièce B-1, HQD-7, document 1, page 10, tableau 3.

Demande :

20.1 Veuillez expliquer pourquoi les coûts de retraite associés au Centre de services partagés n'évoluent pas au même rythme que ceux du Distributeur, notamment pour l'année de base 2010.

21. Référence : Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 67, tableau R-26.3.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-26.3 les hypothèses actuarielles utilisées pour évaluer le coût de retraite. Il indique, entre autres, que le taux d'actualisation et le taux d'intérêt des obligations corporatives AA sont respectivement de 5,73 % pour l'année témoin 2011 comparativement à 6,17 % pour l'année de base 2010.

Demande :

21.1 Veuillez mettre à jour la prévision du taux d'intérêt des obligations corporatives AA anticipée aux fins de la prévision 2011 avec les données à ce jour. Est-ce que le taux de 5,73 % est toujours considéré le plus probable à ce jour? Veuillez fournir les sources économiques qui appuient le taux attendu de 5,73 % et, le cas échéant, le taux mis à jour.

22. Référence : Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 69, tableau R-26.5.

Préambule :

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

Demande de renseignements n° 2 de la Régie à Hydro-Québec dans ses activités de distribution

(en M\$)	Autorisé	Année de base	Année historique
2004	-18,2	0,0	0,0
2005	18,2	48,7	47,8
2006	70,5	96,8	87,9
2007	96,8	90,5	98,3
2008	78,2	62,8	50,4
2009	57,2	25,4	25,7
2010	55,6	17,8	nd
2011	67,3	nd	nd

La Régie constate que depuis 2008 il y a une surévaluation du coût de retraite autorisé par rapport aux années de base et aux années historiques.

Demandes :

22.1 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur sur l'établissement d'un compte d'écarts qui capterait les écarts de prévision des coûts de retraite.

22.2 Advenant le cas où la Régie juge nécessaire la création d'un compte d'écarts relié à l'ensemble des coûts de retraite, veuillez indiquer les composantes de ce compte. Par exemple, est-ce que le rendement des écarts de prévision de l'ATPC inclus dans la base de tarification devrait en faire partie? Veuillez élaborer.

23. Référence : Pièce C-5-8, ACEFQ, page 7.

Préambule :

Dans sa preuve, l'ACEFQ souligne que les coûts de retraite constituent un élément qui fluctue de manière importante et propose les mécanismes suivants :

« ... qu'il y a lieu de penser à des mécanismes pour stabiliser cette dépense et réduire les écarts prévisionnels en plus ou moins (quitte à instaurer un CFR ou à demander à HQD de valider ses prévisions lors de la remise à jour du taux de rendement vers le mois de février). Tout comme la valeur de l'actif (qui est lissé sur un certain nombre d'années) et de la perte actuarielle qui est amortie pour la partie excédant 10% de l'actif ou de l'obligation du régime de retraite (HQD-7 doc. 1, page 13) on pourrait adopter un mécanisme de lissage, ou une moyenne mobile, sur 3 ou 5 ans, pour la dépense de retraite afin de stabiliser cette dépense et réduire les écarts. »

Demande :

23.1 Veuillez commenter les propositions suivantes :

- valider ses prévisions lors de la remise à jour du taux de rendement vers le mois de février ;

- adopter un mécanisme de lissage, ou une moyenne mobile, sur 3 ou 5 ans, pour la dépense de retraite afin de stabiliser cette dépense et réduire les écarts.

24. Référence : Pièce C-4-7, AQCIE/CIFQ, *Evidence*, Rapport préparé par Robert D. Knecht, page 11.

Préambule :

« I therefore conclude that it would be reasonable for the Régie to reconsider its rejection of a reconciliation mechanism, particularly in light of the substantial over-recovery of actual costs experienced in each of the past three years (2008 - 2010). In the alternative, the Régie should direct HQD to investigate whether there would be any value in establishing a minimum cash contribution mechanism, designed to ensure that the costs borne by ratepayers are being fully contributed to the pension fund. I recognize that developing such a mechanism may be difficult if HQ operates only a single combined pension plan. However, without some regulatory protection, ratepayers may continue to pay for pension costs that are not yet incurred by HQD, but which they may need to pay for again in the future. »

[Nous soulignons]

Demande :

24.1 Veuillez commenter la recommandation de l'AQCIE/CIFQ, soit : *“to investigate whether there would be any value in establishing a minimum cash contribution mechanism, designed to ensure that the costs borne by ratepayers are being fully contributed to the pension fund”*.

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

- 25. Références :**
- (i) B-1, HQD-7, document 2, pages 20 à 23 ;
 - (ii) B-9, HQD-13, document 1, page 90 ;
 - (iii) R-3708-2009, B-1, HQD-7, document 2, pages 19, 20 et 22.

Préambule :

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

(ii) *« 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. »*

(iii) Tableaux 6 à 8 – Performance Continuité de service d’Hydro-Québec Distribution, Performance Service d’Hydro-Québec Distribution, Performance Coûts d’Hydro-Québec Distribution.

Demande :

25.1 À la référence (iii), la Régie constate que les résultats de performance pour l’ensemble des entreprises du premier quartile étaient disponibles. Veuillez reproduire les graphiques de la référence (i) en ajoutant à chacun une courbe représentant les résultats des entreprises classées dans le premier quartile.

- 26. Références :**
- (i) B-1, HQD-7, document 2, pages 20 à 23 ;
 - (ii) B-9, HQD-13, document 1, page 90 ;
 - (iii) R-3708-2009, B-1, HQD-7, document 2, pages 16 et 17.

Préambule :

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

(ii) « *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.* » [nous soulignons]

(iii) « *Ces programmes [de balisage] visent une meilleure compréhension du mode de fonctionnement des organisations. Ils sont complétés par une étude approfondie des initiatives les plus porteuses d’amélioration. L’approche méthodologique diffère de celle utilisée par le passé. Elle comporte davantage d’échange de données qualitatives et descriptives sommaires par opposition à l’échange de grandes quantités de données opérationnelles détaillées.*

[...]

Bien que le balisage soit d’abord orienté vers l’échange des meilleures pratiques, une portion évaluation, sous forme d’indicateurs, est maintenue dans le modèle proposé par IQC. » [nous soulignons]

Demande :

26.1 Considérant les meilleures pratiques d’affaires ainsi que les modes de fonctionnement des organisations participantes aux exercices de balisage, veuillez élaborer sur les écarts entre les résultats du Distributeur et ceux de la moyenne des participants, et ce, pour chacun des

graphiques de la référence (i). Également, veuillez préciser comment le Distributeur évalue les pistes d'amélioration de sa propre performance.

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

- 27. Références :**
- (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 94 ;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, B-5, HQD-13, document 1, page 75.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur quantifie 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 des salaires de base :

« 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. »

(ii) Le Distributeur présente une diminution des salaires de base de 6,5 M\$ en 2010 par rapport au montant autorisé en 2009 relative à l'augmentation de la proportion d'effectifs temporaires ainsi qu'au rajeunissement de la main-d'œuvre.

Demandes :

27.1 Compte tenu du mouvement de personnel dû, entre autres, aux départs à la retraite, veuillez quantifier la diminution des salaires de base de l'année témoin 2011 relativement au rajeunissement de la main-d'œuvre et le cas échéant à l'augmentation de la proportion d'effectifs temporaires :

- par rapport au montant autorisé 2010 ;
- par rapport à l'année de base 2010.

27.2 En considérant les explications additionnelles fournies à la question précédente, veuillez expliquer les soldes résiduels, des écarts totaux de 2,6 M\$ et 21,4 M\$.

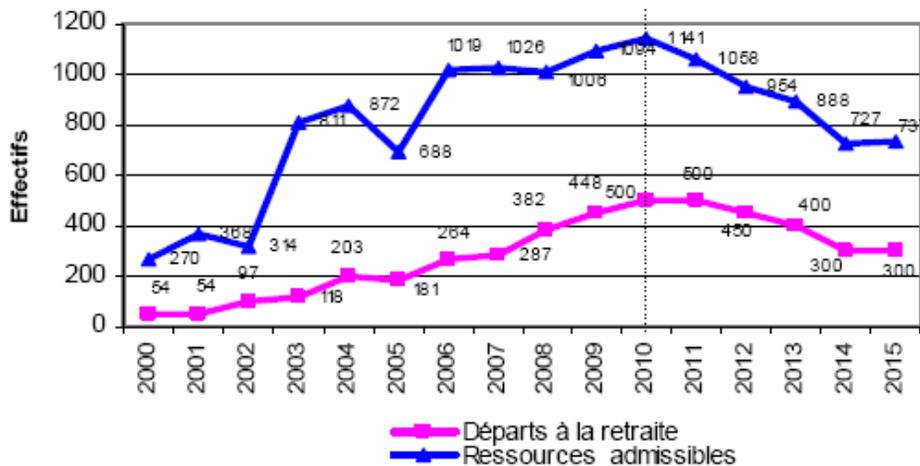
27.3 Veuillez indiquer quel est le traitement budgétaire des postes vacants. Est-ce que la prévision des salaires de base de 2011 tient compte des postes vacants? Veuillez quantifier.

28. **Référence :** Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 23, annexe 3.

Préambule :

Le Distributeur présente l'évolution réelle et prévue des départs à la retraite sur la période 2000-2015.

Nombre d'employés HQD admissibles à la retraite et nombre de départs à la retraite par année



À compter de 2010, les données sur le nombre de départs à la retraite sont estimées.

Demande :

28.1 Veuillez compléter le tableau suivant et expliquer les réductions de postes :

	2009 Année historique	2010 Année de base	2011 Année témoin
Ressources admissibles	1 006	1 094	1 141
Départs à la retraite	448	500	500
Réductions de postes			

FRAIS CORPORATIFS ET LOI 100

- 29. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-7, document 10, page 4 ;
 - (ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 102 et 103 ;
 - (iii) Décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 72.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente l'évolution des frais corporatifs :

(en M\$)	2009 Réel	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

Sources : Pièce B-1, HQD-7, document 10, page 4 et dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-7, document 10, page 4.

- (ii) La Régie comprend que l'objectif d'Hydro-Québec eu égard à l'application de la Loi 100 est d'atteindre une réduction de 10 % de ses frais corporatifs de l'année historique 2009, soit une dépense de 94,9 M\$ d'ici 2013 (105,4 M\$ en 2009 réduit de 10 %).

Le Distributeur indique qu'Hydro-Québec entend respecter la Loi 100. La Régie s'étonne dans ce contexte de la hauteur du budget de 133,8 M\$ de l'année témoin 2011 supérieur de 38,9 M\$ par rapport au montant réduit de 10 % de l'année historique 2009.

- (iii) Dans sa décision D-2010-022, la Régie mentionne :

« Par ailleurs, la Régie s'interroge sur les variations des charges relatives aux frais corporatifs du Distributeur qui évoluent à la hausse sans contrôle possible par ce dernier.

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. »

Demandes :

- 29.1 Veuillez expliquer la hausse de 15,1 M\$ (14 %) entre les frais corporatifs d'Hydro-Québec de l'année historique 2009 et l'année de base 2010.
- 29.2 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur à l'effet que ses frais corporatifs soient réduits graduellement dès 2011 pour atteindre la réduction de 10 % du montant de l'année historique sur un horizon de 2013.

29.3 Veuillez présenter les pistes concrètes pour contenir l'envergure et la croissance des frais corporatifs en lien avec la décision D-2010-022 (référence (iii)) par rapport à l'année historique 2009.

30. Référence : Projet de loi 100 (2010, chapitre 20), article 15 et article 11, pages 10 et 9.
<http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=5&file=2010C20F.PDF>

Préambule :

Les articles 15 et 11 du projet de loi 100 :

15. Le conseil d'administration d'une société d'État doit adopter une politique visant, compte tenu des caractéristiques de cette société, la réduction des dépenses prévue par les premier et deuxième alinéas de l'article 11.

11. Les organismes du réseau de la santé et des services sociaux, les organismes du réseau de l'éducation et les universités doivent, au terme de l'exercice débutant en 2013, avoir réduit leurs dépenses de fonctionnement de nature administrative d'au moins 10 % par rapport aux dépenses de fonctionnement de même nature engagées pendant l'exercice débutant en 2009.

À cette fin, les organismes du réseau de la santé et des services sociaux et les organismes du réseau de l'éducation doivent notamment prendre les mesures nécessaires afin que, au terme de leur exercice débutant en 2010, la somme de leurs dépenses de publicité, de formation et de déplacement ait été réduite de 25 % par rapport à la somme de ces dépenses de l'exercice précédent.

De même, les universités doivent notamment prendre les mesures nécessaires afin que, au terme de leur exercice débutant en 2010, la somme de leurs dépenses de formation et de déplacement ait été réduite de 25 % par rapport à la somme de ces dépenses de l'exercice précédent.

Le présent article n'a pas pour effet de soustraire un organisme ou une université à l'application de la Loi favorisant le développement et la reconnaissance des compétences de la main-d'œuvre (L.R.Q., chapitre D-8.3).

Demandes :

30.1 Selon l'article 15 de la Loi 100, quelle est la politique d'Hydro-Québec visant les dépenses de publicité, de formation et de déplacement applicable au Distributeur. Veuillez élaborer.

Demande de renseignements n° 2 de la Régie à Hydro-Québec dans ses activités de distribution

- 30.2 Veuillez présenter les réductions prévues dans les prévisions de l'année de base 2010 et de l'année témoin 2011 associées aux dépenses de publicité, de formation et de déplacement du Distributeur.
- 30.3 Veuillez indiquer distinctement les coûts attribués à la dépense de publicité, de formation et de déplacement pour l'année historique 2009, l'année de base 2010 et l'année témoin 2011. Veuillez indiquer également à quelles rubriques du coût de service appartiennent ces dépenses.

AUTRES CHARGES

31. Référence : Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 107, tableau R-45.1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau R-45.1 le détail des retraits d'actifs sur la période 2006 à 2011.

**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.

Demande :

31.1 Veuillez expliquer et détailler la hausse de 6,5 M\$ attribuable à la rubrique Autres, entre les données de l'année historique 2009 et celles de l'année témoin 2011. Veuillez préciser les revenus exceptionnels le cas échéant.

BASE DE TARIFICATION

32. Référence : Pièce B-1, HQD-8, document 3.

Préambule :

Le tableau suivant présente l'évolution de l'encaisse réglementaire incluse dans la base de tarification (moyenne des 13 soldes) :

(en M\$)	Autorisé	Année de base	Année historique
2007	325,6	322,2	336,4
2008	331,3	306,3	257,6
2009	232,3	164,7	113,7
2010	90,0	37,0	nd
2011	24,8	nd	nd

Sources : D-2008-024, R-3644-2007, page 64 ; D-2009-016, R-3677-2008, page 70 ; D-2010-022, R-3708-2009, page 86 et pièce B-1, HQD-8, document 1.

Le tableau suivant présente l'évolution de la provision pour créances douteuses incluse dans le calcul de l'encaisse réglementaire (au 31 décembre).

(en M\$)	Autorisé	Année de base	Année historique
2007	-53,0	-59,7	-51,0
2008	-59,7	-89,0	-132,7
2009	-89,0	-148,7	-194,5
2010	-148,7	-198,4	nd
2011	-198,4	nd	nd

Sources : Pièce HQD-8, document 3 des dossiers R-3610-2006 ; R-3644-2007 ; R-3677-2008 ; R-3708-2009 et R-3740-2010.

La Régie constate que depuis 2008, la base de tarification réelle inclut une encaisse réglementaire inférieure au montant autorisé. Une des raisons principales provient de la prévision d'une des composantes du calcul de l'encaisse réglementaire, soit la provision pour créances douteuses.

Demande :

32.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur peut améliorer ses prévisions budgétaires concernant la provision pour créances douteuses.

COMPTES DE FRAIS REPORTÉS

- 33. Référence :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 7, page 10, tableau 6 ;
(ii) Dossier R-3738-2010, B-12, HQT-13, document 1, pages 63 et 64.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente les éléments suivants qui composent le compte de frais reportés *Contributions à des projets de raccordement* :

- « contribution relative au projet du village cri de Waskaganish (D-2003-214) ;
- contribution annuelle du Distributeur aux projets d'investissement en croissance du transporteur ;
- autres contributions reçues ou versées pour des immobilisations selon le cadre réglementaire du Transporteur et du Distributeur de même que les frais et revenus d'entretien y afférents. »

TABLEAU 6
ÉVOLUTION DU CFR DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)

	Solde au 01/01/2009	MES 2009	Amort. 2009	Solde au 31/12/2009	MES 2010	Amort. 2010	Solde au 31/12/2010	MES 2011	Amort. 2011	Solde au 31/12/2011
VILLAGE CRI WASKAGANISH	73,2		(1,4)	71,8		(2,2)	69,6		(2,2)	67,4
Coûts de raccordement ⁽¹⁾	64,3		(0,9)	63,4		(1,7)	61,7		(1,7)	60,0
Charges d'entretien et d'exploitation	8,9		(0,5)	8,4		(0,5)	7,9		(0,5)	7,4
AUTRES CONTRIBUTIONS	(11,6)	(1,2)	0,3	(12,5)	(3,6)	0,8	(15,3)	(0,2)	1,2	(14,3)
Contributions internes	(10,1)	(1,0)	0,2	(11,7)	(3,2)	0,7	(14,2)	(0,2)	1,1	(13,3)
Frais d'entretien	0,2	0,2		0,4	0,4		0,8			0,8
Revenus d'entretien	(1,7)	0,4	0,1	(1,2)	(0,8)	0,1	(1,8)		0,1	(1,8)
TOTAL	61,7	(1,2)	(1,1)	59,3	(3,6)	(1,4)	54,3	(0,2)	(1,0)	53,1

(1) Conformément à la décision D-2010-020, la charge d'amortissement a été établie selon la méthode de l'amortissement linéaire à compter du 1er janvier 2010.

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur présente l'évaluation de la contribution annuelle du Distributeur pour l'année 2011 dans l'hypothèse où la politique d'ajouts actuellement en vigueur était maintenue. L'évaluation de la contribution requise du Distributeur est de 64,2 M\$.

Demande de renseignements n° 2 de la Régie à Hydro-Québec dans ses activités de distribution

**Tableau R36.1
Évaluation de la contribution annuelle du Distributeur pour 2011**

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts	Ecart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2009-140	Chomedey - poste source 315-120 kV	0,0	-	20,1	(20,1)
D-2009-075	Poste Mistissini / Waconichi	6,8	4,1	35,6	(31,5)
D-2010-115	Ligne 120 kV Beauceville / Ste-Marie	0,0	-	30,6	(30,6)
D-2010-029	Ligne Notre-Dame et Berri	0,0	-	4,8	(4,8)
D-2007-41	Poste Hauterive	70,8	34,4	29,5	4,9
N/A	Poste Landry	52,9	31,5	13,3	18,2
N/A	Poste L'Annonciation	14,3	8,5	9,4	(0,9)
N/A	Poste Bois-Francs	17,0	10,1	8,1	2,0
N/A	Poste Ste-Agathe	22,9	13,6	6,4	7,2
N/A	Poste Leneuf (poste source)	0,0	-	5,6	(5,6)
N/A	Autres projets < 5 M\$ (Note 1)	27,0	16,1	10,8	5,3
Total		211,8	118,4	174,2	-55,8
Plus 15% des frais d'exploitation et d'entretien					-8,4
Contribution requise du Distributeur					64,2

Note 1 : Pour l'ensemble de ces petits projets, une hypothèse des MW additionnels sur 20 ans associés à ce budget de 10,8 M\$ a été extrapolée à partir du ratio des MW de croissance par M\$ Investi. Identifié pour les cinq projets précédents dont la valeur était inférieure à 25 M\$ donc, non-soumis individuellement pour autorisation à la Régie. Ces MW seront précisés en 2011.

Demandes :

33.1 Veuillez confirmer qu'aucune contribution annuelle du Distributeur aux projets d'investissement en croissance du Transporteur n'est incluse dans la base de tarification du Distributeur pour l'année témoin 2011.

33.2 Veuillez expliquer la base d'établissement de la prévision 2011 du Distributeur concernant sa contribution annuelle aux projets d'investissement en croissance du Transporteur.

33.3 Advenant le cas où la Régie refusait le changement de méthode proposée par le Transporteur dans le dossier R-3738-2010, quel est l'impact sur le dossier tarifaire du Distributeur?

34. Référence : Pièce B-1, HQD-8, document 7, page 14.

Préambule :

Le Distributeur présente les contributions relatives aux postes de départ privés aux projets d'éoliennes, ainsi que la valeur actualisée sur 20 ans des frais d'entretien y afférents. Il indique que :

- (ii) Dans sa décision D-2007-12, la Régie accepte les modalités suivantes :
- calculer les écarts afférents au compte de *pass-on* sur une base annuelle et non sur une base mensuelle ;
 - procéder au calcul du coût de financement au taux moyen du coût du capital sur la variation entre le solde final du compte de *pass-on* et le solde au 31 décembre de l'année de base, le coût de financement courant à partir du 1er janvier suivant ;
 - disposer le compte de *pass-on* sans étalement.

Demande :

35.1 Veuillez expliquer pourquoi des intérêts de 2,7 M\$ reliés au compte de *pass-on* 2008 ont été calculés et versés aux revenus requis 2011 plutôt qu'en 2010. Veuillez expliquer les modalités applicables au calcul des intérêts de 2,7 M\$ et faire le lien avec les modalités acceptées par la Régie à la référence (ii).

PGÉÉ

APPROCHE CLÉS EN MAIN

- 36. Références :**
- (i) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 8, page 33 ;
 - (ii) Décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 102 ;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 33 et 34 ;
 - (iv) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 150 ;
 - (v) Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 13.

Préambule :

En 2009, à la référence (i), le Distributeur résumait la nouvelle *Approche clés en main*. Il spécifiait notamment qu'un « *appui financier, couvrant une part significative des coûts totaux, est octroyé pour l'achat et l'installation de ces équipements.* » [nous soulignons]

Le budget requis 2010 de l'*Approche clés en main* était de 11 M\$, dont 5 M\$ en aide financière.

À la référence (ii), la Régie approuve le budget total des programmes destinés aux clientèles affaires du Distributeur.

À la référence (iii), le Distributeur indique que l'*Approche clés en main*, mise en œuvre à l'été 2010, offre l'installation directe et sans frais pour le client de mesures d'efficacité énergétique socialement rentables. Le budget requis pour le programme en 2011 est de 82 M\$. L'aide financière représente 93 % de ce budget.

À la référence (iv), en réponse à une question de la Régie, le Distributeur indique que le programme est en cours depuis le 20 septembre 2010.

À la référence (v), le Distributeur prévoit un taux d'opportunisme de 10 % pour l'*Approche clés en main*.

Demandes :

- 36.1 Veuillez concilier les modalités d'appui financier prévues en 2009, sur la base desquelles la décision D-2010-022 a été rendue, et celles de la référence (iii). Veuillez notamment expliquer que l'appui financier, qui devait couvrir « *une part significative des coûts totaux* » permette désormais de couvrir la totalité des coûts des participants.
- 36.2 Compte tenu que l'*Approche clés en main* devait être mise en œuvre à l'été 2010, mais que le programme n'a été lancé que le 20 septembre 2010, veuillez indiquer la portion d'aide financière (sur les 5 M\$ prévus dans le dossier R-3708-2009) qui devrait effectivement être allouée aux participants.
- 36.3 Compte tenu que l'*Approche clés en main* devait être mise en œuvre à l'été 2010, que la preuve du Distributeur date du 2 août 2010 et que le programme n'a été lancé que le 20 septembre 2010, veuillez préciser les bases sur lesquelles les budgets et les objectifs de ce nouveau programme ont été établis. Veuillez notamment expliquer que le budget de l'*Approche clés en main* passe de 11 M\$ en 2010 à 82 M\$ en 2011.
- 36.4 Veuillez élaborer sur les hypothèses ayant permis au Distributeur d'évaluer le taux d'opportunisme de l'*Approche clés en main*, compte tenu qu'il s'agit d'un nouveau programme, lancé le 20 septembre 2010 et que dans aucun autre programme actuel du PGEÉ le Distributeur n'assume la totalité des coûts des mesures.

- 37. Références :**
- (i) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 8, page 33 ;
 - (ii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 33 ;
 - (iii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 149 à 152.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur résumait la nouvelle *Approche clés en main* :

- « *Un diagnostic identifiant les opportunités d'efficacité énergétique est effectué, sans frais pour le client.*
- *Pour les cas plus complexes, une analyse énergétique plus approfondie est réalisée, toujours sans frais pour le client.*
- *À la lumière des résultats du diagnostic ou de l'analyse énergétique, un rendez-vous est proposé pour l'installation des équipements éconergétiques les plus intéressants [...] par des entrepreneurs qualifiés. [...]*

Demande de renseignements n° 2 de la Régie à Hydro-Québec dans ses activités de distribution

- *Le cas échéant, des recommandations sont formulées pour d'autres produits couverts par le programme Produits efficaces (par exemple, les équipements autonomes de réfrigération).*

En plus des retombées directes provenant de l'installation de produits efficaces, cette approche de diagnostics et d'analyses énergétiques permettra d'identifier d'autres opportunités d'intervention pour cette clientèle, ce qui pourrait mener à l'introduction de nouveaux produits. » [nous soulignons].

À la référence (ii), le Distributeur indique que la répartition attendue des mesures d'économies d'énergie est estimée à 60 % de mesures visant l'éclairage, 24 % de mesures liées au contrôle (par exemple, les thermostats électroniques) et 16 % de nombreuses autres petites mesures.

À la référence (iii), le Distributeur indique qu'un seul prestataire a obtenu le contrat dans chaque agglomération, soit Lumen, une division de Sonepar Canada.

Demandes :

37.1 Veuillez indiquer si les pourcentages se retrouvant à la référence (ii) sont basés sur le nombre de mesures implantées ou sur les économies d'énergie de ces mesures.

37.2 Veuillez détailler les *nombreuses autres petites mesures* constituant 16 % des mesures totales, en indiquant l'usage couvert par ces mesures.

- 38. Références :**
- (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 34 ;
 - (ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 150 à 152 ;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 14.

Préambule :

À la référence (i), le budget requis en 2011 pour l'*Approche clés en main* est de 82 M\$. L'aide financière représente 93 % de ce budget.

À la référence (ii), le Distributeur indique qu'un seul prestataire a obtenu le contrat dans chaque agglomération, soit Lumen, une division de Sonepar Canada.

En matière de rémunération du prestataire de service, le Distributeur spécifie que, pour ce contrat, les paiements se répartissent 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. »*

Demande de renseignements n° 2 de la Régie à Hydro-Québec dans ses activités de distribution

En ce qui a trait au coût des mesures : « *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.* »

Extrait du tableau 4.1, à la référence (iii) :

TABLEAU 4.1 : BUDGET 2011 PAR POSTES BUDGÉTAIRES (M\$)¹

Programmes et activités d'HQD	GWh	Développement	Commercialisation	Exploitation	Aide financière	Suivi et évaluation	Total
Approche clés en main	121	0	-	6	76		62

Demandes :

38.1 Veuillez expliquer qu'en référence (ii), le Distributeur prévoit une rémunération forfaitaire « *le déploiement, la commercialisation et le coût de gestion des activités du programme* », mais qu'en référence (iii), aucun budget ne soit associé au *Développement* ou à la *Commercialisation* de l'*Approche clés en main*.

38.2 Veuillez distinguer les budgets prévus pour chacune des régions.

38.3 Veuillez quantifier la rémunération totale et unitaire associée aux installations chez les participants.

38.4 Veuillez fournir la liste détaillée des mesures incluses dans l'*Approche clés en main*, ainsi que leurs coûts (en distinguant les appareils et l'installation).

38.5 Advenant la possibilité que la Régie n'autorise pas la totalité du budget demandé pour l'*Approche clés en main*, veuillez détailler les pénalités et les coûts fixes associés au contrat liant le Distributeur à Lumen.

- 39. Références :**
- (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 149 à 152 ;
 - (ii) Pièce B-13, HQD-8, document 8, page 14.

Préambule :

En référence (i), le Distributeur fait état des indicateurs du contrat de performance souscrit par le prestataire de service. L'un de ces indicateurs est l'atteinte des objectifs fixés en GWh économisés et en nombre d'installations, à l'échelle du Québec et par région.

Le Distributeur spécifie ces objectifs pour l'ensemble du Québec.

Le Distributeur prévoit suivre rigoureusement et régulièrement les résultats obtenus. Il spécifie :

« *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. » [nous soulignons].

Le Distributeur indique également qu'il réalise, à tous les six mois, à compter du 30 juin 2011, une évaluation des résultats afin de dresser un bilan et que ce processus de suivi est maintenu pour toute la durée du programme.

Extrait du tableau 4.1, à la référence (ii) :

TABLEAU 4.1 : BUDGET 2011 PAR POSTES BUDGÉTAIRES (M\$)¹

Programmes et activités d'HQD	GWh	Développement	Commercialisation	Exploitation	Aide financière	Suivi et évaluation	Total
Approche clés en main	121	0	-	6	75		82

Demandes :

- 39.1 Veuillez fournir les objectifs de l'*Approche clés en main* par région, en termes d'économie d'énergie et d'installations.
- 39.2 Veuillez lister les processus du prestataire de service et veuillez déposer son plan de suivi et de contrôle.
- 39.3 Veuillez élaborer sur les méthodes envisagées pour la réalisation du suivi périodique dont il est question en référence.
- 39.4 Outre l'évaluation réalisée par le Distributeur, veuillez indiquer le moment où une évaluation de programme, par un tiers, est prévue.

Demande de renseignements n° 2 de la Régie à Hydro-Québec dans ses activités de distribution

39.5 Veuillez expliquer qu'aucun budget ne soit prévu en référence (ii) pour le *Suivi et l'évaluation*, malgré le suivi périodique prévu par le Distributeur en référence (i).

PGEÉ

OIEÉB et OIEÉSI

- 40. Références :** (i) Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 13 et 14 ;
(ii) Pièce B-9, HQD-13, document 5, pages 29 et 30.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur fait état d'un budget conjoint de 111 M\$ pour les programmes *Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments (OIEÉB)* et *Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels (OIEÉSI)*.

À la référence (ii), le Distributeur confirme que le ou les prestataires de service de l'*OIEÉB* et de l'*OIEÉSI* seront connus à la fin du mois d'octobre, puisque les soumissions ont été reçues le 16 septembre 2010.

Demande :

40.1 Advenant la possibilité que la Régie n'autorise pas la totalité du budget demandé pour l'*OIEÉB* et l'*OIEÉSI*, veuillez détailler les pénalités et les coûts fixes associés aux contrats liant le Distributeur aux prestataires de service de ces programmes. Veuillez prendre l'engagement de répondre à cette demande dès que l'information sera disponible, si ce n'est pas encore le cas.

- 41. Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 137, 141 et 142.

Préambule :

**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.

Demande de renseignements n° 2 de la Régie à Hydro-Québec dans ses activités de distribution

« 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

Demandes :

41.1 Veuillez expliquer qu'aucun budget ne soit prévu pour le suivi et l'évaluation des programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI*, malgré que le processus assumé par le Distributeur dans le cadre de l'*OIEÉB* (tableau 59.6-B) prévoit des activités d'audits externes et internes.

41.2 Veuillez détailler les activités d'*Assurance-qualité, vérification et contrôle* du tableau 59.6-B, en spécifiant notamment la fréquence de ces activités, leur nature et le recours, ou non, à des ressources externes pour leur réalisation.

42. **Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 137.

Préambule :

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%

Demandes :

42.1 Veuillez élaborer sur les hypothèses ayant permis au Distributeur d'évaluer les taux d'opportunité des divers volets de l'*OIEÉB* et de l'*OIEÉSI*, compte tenu qu'il s'agit de nouveaux programmes et que dans aucun autre programme actuel du PGEÉ le Distributeur n'assume la totalité des coûts des mesures.

42.2 Veuillez indiquer à quoi réfèrent l'astérisque (*) et le double-astérisque (**) du tableau R-59.2.

43. Référence : Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 139 à 141.

Préambule :

Le Distributeur distingue les projets en opportunité naturelle et ceux en devancement.

Il spécifie que, 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.

Dans le cas de l'*OIEÉSI*, 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.

Demandes :

43.1 Veuillez distinguer les projets en opportunité naturelle et le tendanciel.

43.2 Veuillez confirmer que l'ensemble des programmes existants et passés du PGEÉ ne promeuvent pas tous des projets en devancement.

43.3 Advenant le cas où la Régie ne retenait pas les arguments du Distributeur, en matière d'aide financière (*surcoût* versus *coût total des mesures*), veuillez quantifier l'impact sur le budget et sur les objectifs des programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI*.

44. **Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 140.

Préambule :

Extrait du tableau R-59.5 :

OIEÉSI		NOUVELLES MODALITÉS 2011	
		PMI	GI
Services d'identification de projets	audit énergétique	• Audit énergétique gratuit pour les grands sites ayant une facture annuelle d'électricité d'au moins 200 k\$ (sans analyse de rentabilité)	

Demande :

44.1 Veuillez élaborer sur l'utilité d'un audit énergétique sans analyse de rentabilité, pour le participant et pour le Distributeur.

45. **Référence :** Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 143.

Préambule :

Extraits du schéma 59.6-C :

ÉTAPE 3 <ul style="list-style-type: none">• Vérification de la conformité du projet• Vérification possible sur les lieux des travaux
<ul style="list-style-type: none">• Approbation du projet réalisé• Avis de validation technique**
<ul style="list-style-type: none">• Demande de versement de l'appui financier et des taxes• Formulaire <i>Information requises relativement au Relevé 27 - Déclaration du client</i>

** 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.

Demandes :

45.1 Veuillez élaborer sur la nature et l'utilité du *Relevé 27-Déclaration du client*. Veuillez notamment indiquer pourquoi cette étape est sous la responsabilité du Distributeur.

45.2 Veuillez expliquer qu'un avis de validation technique soit transmis au participant, pour tous les projets, qu'il y ait ou non vérification sur les lieux.

46. Référence : Pièce B-9, HQD-13, document 5, pages 33 et 34.

Préambule :

En réponse à la question 10.11 de la FCEI :

« Les mesures du volet prescriptif sont les suivantes :

Climatisation Ventilation Chauffage (CVC) :

- *gestion de l'air neuf*
- *température d'alimentation des systèmes CVC centraux*
- *gestion du temps de fonctionnement des systèmes CVC centraux*
- *régulation du débit de ventilation*
- *régulation du point de consigne de température dans les zones*
- *système de refroidissement dans les systèmes CVC centraux*
- *unité de fenêtre ou unité murale*
- *récupération de chaleur dans les systèmes CVC centraux*
- *centrale thermique*
- *hotte de cuisson*

Éclairage :

- *remplacement d'une technologie installée par une technologie plus performante*
- *régulation (par exemple, mesures de contrôle, commande centralisée et détecteurs d'occupation ou d'éclairage naturel)*

Enveloppe thermique :

- *murs*
- *toits*
- *fenêtres. »*

Demande :

46.1 Veuillez détailler le coût de ces mesures (en distinguant les appareils et l'installation).

PGÉE

PADIGE

- 47. Références :**
- (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 134 ;
 - (ii) *Rapport de la Régie : Suivi des évaluations du PGÉE d'HQD*, 3 août 2010, page 4 ;
 - (iii) Pièce B-9, HQD-13, document 4.2, page 4.

Préambule :

À la référence (i), au sujet de l'écart observé dans le cas du programme *PADIGE-analyse*, le Distributeur explique que cet écart provient principalement d'une implantation réalisée chez un client relativement à un projet d'électrolyse. Il ajoute :

« 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. »

À la référence (ii) :

« Lorsqu'elle approuve le financement des programmes et des interventions concernant l'efficacité énergétique, la Régie de l'énergie (la Régie) doit notamment s'assurer, selon l'article 85.30 de la Loi sur la Régie de l'énergie, de l'atteinte des objectifs visés par ces programmes et interventions.

Depuis les premiers dossiers d'efficacité énergétique soumis par Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur), le suivi des résultats et leur validité est une préoccupation majeure pour la Régie. Elle spécifie d'ailleurs au Distributeur l'importance qu'elle accorde au mesurage ou aux diverses techniques qui permettent de valider les résultats du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) » (dans cette dernière citation, la Régie réfère aux décisions D-2003-110, D-2004-60, D-2005-79 et D-2006-56).

À la référence (iii) :

« Néanmoins, le Distributeur juge nécessaire que les détenteurs de contrats spéciaux puissent maintenir leur accès au volet Analyse énergétique de OIEÉSI (anciennement PADIGE) offrant à cette catégorie de clients, un soutien technique et un accompagnement afin de s'assurer de l'optimisation de leur consommation énergétique » (nous soulignons).

Demandes :

47.1 Veuillez indiquer si la réalisation du projet d'électrolyse, dont il est question en référence (i), était déjà prévue à long terme par le client concerné.

47.1.1. Si oui, veuillez indiquer si l'octroi de l'aide financière par le Distributeur a permis de devancer l'implantation de ce projet.

47.1.1.1. Si oui, veuillez quantifier ce devancement, en termes d'années.

47.2 Veuillez concilier l'affirmation du Distributeur, à la référence (i), à l'effet qu'il ne prévoit pas réaliser une évaluation externe du *PADIGE-analyse* avec le fait que la Régie doit s'assurer de l'atteinte des objectifs visés par le PGEÉ (référence (ii)), compte tenu que le *PADIGE* sera intégré au volet *Analyse énergétique* de OIEÉSI (référence (iii)).

PGÉE
ÉVALUATION

48. Référence : Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 55 et 56.

Préambule :

« En 2011, le Distributeur travaillera à l'évaluation des programmes les plus importants en termes d'économies d'énergie. Tel que présenté dans le tableau 5.10, neuf programmes au marché résidentiel et trois au marché affaires feront l'objet d'une évaluation afin d'ajuster, au besoin, les paramètres des programmes à l'évolution des marchés et de valider l'impact énergétique réel des programmes. »

Demande :

48.1 Veuillez mettre à jour le tableau 5.10, pour y faire figurer le plan d'évaluation complet du PGÉE, en indiquant pour chacun des programmes, le moment prévu de son évaluation, ainsi que le type d'évaluation dont il est question. Veuillez également inclure à ce tableau les programmes ayant pris fin en 2010, ainsi que ceux qui seront intégrés, sous une autre forme, aux programmes *OIEÉB* et *OIEÉSI*.

PGÉE
RÉSEAUX AUTONOMES

49. Référence : (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 196.

Préambule :

(i) *« 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... »* [souligné de la Régie]

Demande :

49.1 Veuillez donner une liste et une description des projets de récupération de chaleur développés dans les réseaux autonomes, en dehors des bâtiments du Distributeur où se trouvent les groupes Diesel.

50. Référence : (i) Pièce B-9, HQD-13, document 8, page 11.

Préambule :

(i) *«les audits énergétiques effectués dans la région de Schefferville ont permis de constater des lacunes au niveau de l'isolation et de l'étanchéité des habitations. Ces deux facteurs peuvent expliquer en partie le niveau élevé de consommation dans cette région. »*

Demande :

50.1 Veuillez indiquer si des audits énergétiques ont été effectués dans d'autres RA en plus de celui de Schefferville. Si oui, veuillez en déposer les résultats.

REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

51. Référence : Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 164, tableau R-69.2.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau R-69.2 l'évolution des frais d'administration sur la période 2004-2011.

(en M\$)	Autorisé	Année de base	Année historique
2004	24,1	28,7	29,5
2005	28,4	28,0	30,5
2006	28,4	33,4	40,7
2007	33,4	39,6	43,5
2008	40,6	49,0	57,8
2009	47,0	64,4	64,2
2010	62,0	71,2	nd
2011	80,0	nd	nd

La Régie constate que les frais d'administration prévus sont sous-évalués par rapport aux données réelles, à chaque année à compter de 2006.

Demande :

51.1 Vu les écarts constatés aux années antérieures, veuillez commenter sur la possibilité que la Régie reconnaisse un budget pour l'année témoin 2011 haussé de 15 % pour tenir compte d'une estimation des frais d'administration basée sur les données historiques.

STRATÉGIE TARIFAIRE

- 52. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 178 ;
(ii) R-3708-2009, B-1, HQD-12, document 2, page 10.

Préambule :

- (i) Tableau R-73.1-B – Tarif D : Description de la clientèle – 2009-2010
- (ii) Tableau 3 – Tarif D : Description de la clientèle 2008-2009

Demande :

- 52.1 Veuillez expliquer la baisse du nombre total d'abonnements au tarif D entre le dossier tarifaire actuel et le précédent.

- 53. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 181 ;
(ii) R-3708-2009, B-1, HQD-12, document 2, page 14.

Préambule :

- (i) Tableau R-73.1-H – Tarif DT : Description de la clientèle – 2009-2010
- (ii) « *Le tarif DT regroupe 125 383 abonnements au 31 décembre 2008, soit une hausse nette de 3 219 abonnés par rapport à 2007. De ces quelque 125 400 abonnements, 107 590 ont été retenus pour la période du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009. Ces abonnements généraient des ventes de 2,5 TWh et des revenus de 148 M\$. Le tarif DT permet également un effacement de 840 MW à la pointe du réseau.* »

Demande :

- 53.1 Veuillez préciser et expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur ne retient pas tous les abonnements sur une année pour établir les ventes totales et les revenus totaux.

- 54. Références :** (i) B-9, HQD-13, document 1, page 181 ;
(ii) R-3708-2009, B-1, HQD-12, document 2, page 14.

Préambule :

- (i) Tableau R-73.1-I – Tarif DH : Description de la clientèle – 2009-2010

(ii) « Le tarif DH compte présentement 147 clients qui génèrent 0,21 M\$ pour des ventes de 3 GWh. »

Demande :

54.1 Veuillez expliquer la baisse du nombre total d'abonnements au tarif DH entre le dossier tarifaire actuel et le précédent.

55. Références : (i) B-9, HQD-13, document 1, page 184 ;
(ii) R-3708-2009, B-1, HQD-12, document 2, page 24.

Préambule :

(i) Tableau R-73.1-O – Tarif G : Description de la clientèle 2009-2010

(ii) Tableau 18 - Tarif G : Description de la clientèle 2008-2009

Demande :

55.1 Veuillez expliquer la hausse du nombre total d'abonnements au tarif G entre le dossier tarifaire actuel et le précédent, particulièrement au secteur commercial.

SUIVI DE LA RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX

56. Références : (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 172 à 176 ;
(ii) Pièce B-1, HQD-12, document 8, page 3.

Préambule :

En réponse aux demandes 72.1 à 72.3 de la pièce B-9, le Distributeur présente une série de tableaux utilisant les catégories *Domestique*, *Petite puissance*, *Moyenne puissance* et *Grande puissance*.

À la référence (ii), le Distributeur propose de modifier les définitions de la Petite puissance et de la Moyenne puissance.

Demandes :

56.1 Veuillez confirmer que les tableaux de la référence (i) utilisent les définitions de puissance en vigueur au 1^{er} avril 2010. En outre, veuillez reproduire le tableau R-72.1-A en y ajoutant les niveaux d'interfinancement selon les nouvelles et anciennes définitions de puissance.

56.2 Veuillez commenter l'impact de la réforme tarifaire sur les données des autres tableaux de la référence (i).

BI-ÉNERGIE ET TARIF DT

- 57. Références :**
- (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 214 et 226 ;
 - (ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 212 ;
 - (iii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 217.

Préambule :

(i) « *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.* » puis « *De plus, le sondage CROP (./.) confirme que la très grande majorité des clients s'effacent effectivement en pointe.* »

(ii) Le tableau R-82.1 indique que les conversions du mazout au TAE se sont faites à un rythme de 8 000 à 35 000 par année de 2006 à 2011, alors que les conversions du mazout vers la bi-énergie ne représentent que 20 % du total de la clientèle qui quitte chaque année le chauffage 100 % au mazout pour la bi-énergie ou le TAE. Le tableau indique également que 3 000 abonnés au tarif DT abandonnent la bi-énergie chaque année.

(iii) « *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).* »

Demandes :

57.1 La Régie comprend que les clients (par ailleurs très satisfaits ou assez satisfaits à 93 % du système qu'ils ont acquis) ont été interrogés sur leurs intentions de renouveler leur équipement à la bi-énergie dans l'hypothèse qu'un bris majeur survienne au cours des quatre prochaines années et cela, sans que la perspective d'un appui financier leur ait été présentée. Veuillez indiquer si le Distributeur a également posé la question aux clients qui font face à la réalité de devoir investir un certain montant pour réparer leur système de chauffage au mazout afin de prolonger la vie de leur système bi-énergie. Si oui, veuillez indiquer le taux de réponses positives.

57.2 Veuillez indiquer si l'élaboration du sondage CROP et/ou l'analyse de ses résultats a fait l'objet d'échanges avec les membres de l'industrie du chauffage au mazout. Le cas échéant, veuillez indiquer quel pourcentage de clients au mazout ou à la bi-énergie

acceptent de procéder aux travaux nécessaires proposés par les chauffagistes suite à un bris majeur du système de chauffage au mazout, et quel pourcentage préférera plutôt se chauffer en mode TAE.

57.3 La Régie constate que 80 % des clients qui quittent le chauffage tout au mazout chaque année préfèrent le TAE plutôt que la bi-énergie. Veuillez élaborer sur le fait que le tarif DT, malgré son incitatif économique, n'arrive pas à en attirer plus de 20 % et proposer des pistes de solution pour en attirer plus.

57.4 Veuillez déposer le rapport préparé par la firme CROP sur son enquête auprès de la clientèle bi-énergie. Veuillez également déposer les objectifs qui ont été confiés au consultant, la méthodologie qu'il a adoptée (ce qui inclut les questions posées et la méthode d'échantillonnage), et les résultats du sondage, si ces éléments ne font pas partie de ce rapport.

- 58. Références :**
- (i) Dossier R-3708-2009, Pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 170-173 ;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, Pièce B-11, HQD-13, document 1.1, page 71 ;
 - (iii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 214-217 ;
 - (iv) D-2010-022, pages 108 et 109, paragraphes 456 et 457.

Préambule :

(i) Dans le tableau R-85.1-E en page 173, le Distributeur expose la marge de manœuvre dont il dispose lorsqu'un client fonctionne en mode bi-énergie plutôt qu'en mode TAE, au moyen de valeurs actualisées sur une période de 10 ans. Pour ce faire, il évalue que le client bi-énergie lui évite des coûts d'approvisionnement de 6 570 \$ (13 333 \$ - 6 763 \$) mais lui crée une perte de revenu par rapport au client TAE de 4 576 \$ (8 238 \$ - 3 662 \$). La Régie comprend donc que le tarif DT est « rentable » puisqu'il « rapporte » au Distributeur une valeur nette de 1 994 \$ malgré les économies offertes au client grâce au tarif DT.

Cette évaluation est basée sur les hypothèses du tableau R-85.1 B en page 171, ce qui inclut entre autres, les coûts évités du dossier R-3708, basés sur la valeur de revente des surplus globaux du Distributeur sur une base annuelle.

La Régie comprend du tableau R-85.1-D en page 172 que le Distributeur conclut que cette marge de manœuvre n'est pas suffisante pour compenser entièrement un client qui déciderait d'acheter puis d'entretenir pendant 10 ans un système bi-énergie complet entièrement neuf plutôt qu'un système TAE neuf.

(ii) À la demande la Régie, le Distributeur produit le tableau R-37.5-A pour des périodes de 20 et 30 ans. On y apprend que la marge de manœuvre du Distributeur, telle que définie précédemment est de 5 460 \$ sur une période de 20 ans.

(iii) Le Distributeur explique comment une aide financière à la bi-énergie se traduirait par une hausse tarifaire de 44,2 M\$. La Régie comprend que l'analyse s'appuie sur les tableaux R-83.2-A et R-83.2-B de la page 215 qui reprennent, mis à jour, les hypothèses des références i) et ii). La Régie croit comprendre du tableau R-83.2-B que le Distributeur émet l'hypothèse que son programme subventionnerait 30 179 clients en 20 ans pour 5 120 clients non-opportunistes qui seraient « *associés* » au programme.

Le Distributeur ne présente pas le programme d'aide financière à la base de cette analyse.

(iv) La Régie se base sur la marge de manœuvre du Distributeur pour lui demander d'aider sa clientèle existante à ne pas abandonner la bi-énergie.

Demandes :

- 58.1 Veuillez définir les termes « *Renouvellements bi-énergie totaux* » et « *Renouvellement bi-énergie associés au programme* » du Tableau R-83.2-B en référence (iii) et justifier les valeurs respectives de 30 179 et 5 120.
- 58.2 Veuillez décrire avec détail le programme commercial que le Distributeur a envisagé dans l'analyse de la référence (iii) pour viser, tel que lui demandait la Régie à réduire l'effritement de sa clientèle existante à la bi-énergie. Veuillez expliquer avec détail les coûts impliqués dans ce programme, le % d'aide accordé au client pour les différentes interventions prévues par le Distributeur sur le système de chauffage au mazout et à quel coût, comment le Distributeur a tenu compte du remplacement périodique des réservoirs, etc. Veuillez également préciser si ces hypothèses ainsi que les éléments déclencheurs ont été discutés avec l'industrie du chauffage au mazout.
- 58.3 Veuillez fournir les tableaux R-83.2 A à C en format Excel permettant de visualiser les éventuelles feuilles de calcul annexes et les formules.
- 58.4 Veuillez présenter les tableaux R-83.2 A à C avec l'hypothèse de travail d'un taux d'opportunisme de 0 %.
- 58.5 Veuillez produire une version mise à jour des tableaux R-85.1 E de la référence (i) et R-37.5-A de la référence (ii) en fonction des nouveaux coûts évités, prix du mazout et coût en capital prospectif.
- 58.6 Veuillez élaborer sur la marge de manœuvre mise à jour et sur les possibilités de l'utiliser pour prolonger la durée de vie d'un système bi-énergie, suite à un bris d'équipement de chauffage au mazout, lorsque vient le moment, par exemple, de remplacer un réservoir à mazout trop âgé ou pour rassurer les nouveaux propriétaires d'une maison à la bi-énergie au moyen d'une vérification complète de leur installation.

59. Références : (i) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 216 ;
(ii) Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 215.

Préambule :

- (i) Tableau R-83.2-C.

À la ligne *Facture d'électricité incluant les taxes* de la section *Maintien à la bi-énergie*, la Régie comprend que la clientèle au tarif DT représente des ventes totales de 84 M\$. À la ligne *Facture d'électricité incluant les taxes* de la section *Conversion TAE*, le Distributeur indique que si la clientèle à la bi-énergie se convertissait au TAE, les ventes totales à cette clientèle passeraient à 153 M\$, soit une augmentation de 82 % des revenus.

À la ligne *Pertes de revenus - maintien bi-énergie (tarif DT – tarif D)* de la dernière section du Tableau, le Distributeur indique des pertes de 60 M\$ (59 962 330 \$).

- (ii)

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%

Demandes :

- 59.1 La Régie comprend de la référence (ii) que la clientèle bi-énergie représente des pertes dans le volume des ventes de 3 163 kWh par abonné typique qui consomme un volume total de 26 484 kWh (somme des 2 premières lignes de la référence). En se convertissant au TAE, le client bi-énergie typique consommerait donc 29 647 kWh d'électricité. La conversion au TAE par rapport au maintien de la bi-énergie représente donc une augmentation de 12 % dans le volume des ventes d'électricité.

Veillez expliquer le calcul qui montre que la conversion des clients de la bi-énergie au TAE représenterait pour le Distributeur une augmentation de 82 % de la valeur des ventes d'électricité.

- 59.2 Veillez exposer toutes les hypothèses et les explications sur le calcul qui indique une perte de revenus de 59 962 330 \$.