

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE AU
RAPPORT ANNUEL 2010**

ÉTAT DES RÉSULTATS RÉGLEMENTÉS

- 1. Références :**
- (i) Pièce HQD-2, document 3, pages 4 et 5, tableaux 1 et 2;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-36, HQD-15, document 1, pages 7 à 9.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1 la comparaison de l'état des résultats réglementés 2010 et du revenu requis autorisé (D-2010-022) et au tableau 2 la composition des principaux écarts.
- (ii) Le Distributeur présente le revenu requis détaillé 2010 dans le cadre du dossier tarifaire R-3708-2009.

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir les composantes détaillées des revenus requis 2010 selon le même détail que la pièce présentée à la référence (ii) pour les données suivantes :
- Résultats 2010
 - Année de base 2010
 - Autorisé D-2010-022
 - Écart entre les résultats et l'autorisé.
- Veuillez déposer le fichier Excel.
- 1.2 Est-ce que le Distributeur sera en mesure de déposer le tableau de la réponse précédente à partir du prochain dépôt du rapport annuel, en complément aux tableaux 1 et 2 du présent dossier (référence (i)).

- 2. Références :**
- (i) Pièce HQD-2, document 3, page 4, tableau 1;
 - (ii) Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-2, document 2, page 5, tableau 1.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1 la comparaison de l'état des résultats réglementés 2010 et du revenu requis autorisé (D-2010-022). Les ventes d'électricité s'élèvent à 10 323,2 M\$ en 2010 comparativement au montant autorisé de 10 130,5 M\$, soit une hausse de 192,7 M\$.

(ii) Le Distributeur présente le détail de la prévision des ventes projetées en 2010 (en GWh) dans le cadre du dossier tarifaire R-3708-2009.

Demandes :

2.1 Veuillez fournir les composantes détaillées des ventes d'électricité totalisant 10 323,2 M\$ en 2010 selon le même détail que la pièce présentée à la référence (ii), un tableau en GWh et un tableau en M\$, pour les données suivantes :

- Résultats 2010 (ventes non normalisées et normalisées)
- Année de base 2010 (ventes non normalisées et normalisées)
- Autorisé D-2010-022
- Écart entre les résultats réels (ventes normalisées) et l'autorisé.

Veillez déposer le fichier Excel.

2.2 Veuillez expliquer les principales causes des écarts par catégories de consommateurs (en GWh et en M\$).

3. Références : (i) Pièce HQD-2, document 3, page 4, tableau 1;
(ii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-4, document 1, page 5, tableau 1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1 un écart favorable de 171,4 M\$ entre le bénéfice net réglementé 2010 de 447,3 M\$ et celui autorisé à la décision D-2010-022 de 275,9 M\$, soit un excédent de rendement de 171,4 M\$.

(ii) Le Distributeur présente dans le dossier tarifaire 2011 un bénéfice net réglementé de l'année de base 2010 (4 mois réels et 8 mois projetés 2010) de 275,9 M\$, soit celui autorisé à la décision D-2010-022 de 275,9 M\$.

Demande :

3.1 Au rapport annuel 2010, le Distributeur présente un excédent de rendement de 171,4 M\$. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur maintient le bénéfice réglementé autorisé dans la prévision de l'année de base 2010 (4/8 2010). La mise à jour de la prévision du bénéfice net réglementé selon la prévision 4/8 2010, ne devrait-elle pas se rapprocher du bénéfice net réglementé réel 2010? Veuillez élaborer.

4. **Référence :** Pièce HQD-2, document 3, page 5, tableau 2.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 2 la composition des principaux écarts totalisant 171 M\$ Favorable, dont un écart net favorable de 79 M\$, provenant des ventes d'électricité (193 M\$ Favorable) et des achats d'électricité (114 M\$ Défavorable).

Ventes d'électricité		193 F
	Effet prix dû à la variation du prix de l'aluminium et du taux de change sur les ventes des contrats spéciaux	76 F
	Effet prix autres	2 F
	Demande plus forte que prévue	233 F
	Effet température	262 D
	Nivellement de température	144 F
Achats		114 D
	Achats d'électricité	
	Effet prix dû à la variation du prix de l'aluminium et du taux de change sur les ventes des contrats spéciaux	76 D
	Effet défavorable lié principalement à l'augmentation du volume des ventes d'électricité	75 D
	Effet défavorable lié à l'augmentation de la demande des contrats spéciaux	22 D
	Pass-on pour les achats d'électricité post-patrimoniaux	
	Effet volume et prix sur les achats d'électricité	6 F
	Effet revenu unitaire	52 F
	Ajustement du pass-on 2009 suite à l'ajustement de l'entente cadre 2009	1 D

Demandes :

- 4.1 Veuillez détailler par catégorie de consommateurs la demande plus forte que prévue de 233 M\$ Favorable en GWh et en M\$. Veuillez expliquer les principales causes de ces écarts par catégorie de consommateurs. Veuillez faire un lien avec la réponse de la question 2.
- 4.2 Veuillez expliquer pourquoi l'effet de la température de 262 M\$ Défavorable n'est pas totalement compensé par le résultat du compte de nivellement de la température 2010 de 144 M\$ Favorable. Veuillez expliquer l'écart de 118 M\$ Défavorable et fournir les GWh et les montants par catégorie de consommateurs.
- 4.3 Veuillez expliquer pourquoi l'effet défavorable dans les achats d'électricité provenant principalement de l'augmentation de la demande des contrats spéciaux de 22 M\$ Défavorable n'est pas totalement neutralisé par un écart favorable dans les ventes d'électricité, de la même manière que l'effet prix sur les ventes des contrats spéciaux. Les ventes et les achats d'électricité liés aux contrats spéciaux ne devraient-ils pas avoir aucun impact sur le bénéfice net réglementé du Distributeur? Veuillez élaborer.

4.4 Veuillez expliquer pourquoi les achats d'électricité excluant les contrats spéciaux, notamment l'écart défavorable de 75 M\$ Défavorable n'est pas totalement neutralisé par la composantes du compte *pass-on* 2010, soit l'effet volume et prix d'électricité de 6 M\$ Favorable.

- 5. Références :** (i) Pièce HQD-2, document 3, page 4, tableau 1;
(ii) Décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, pages 57, 61 et 72.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente des charges d'exploitation de 1 295,8 M\$ en 2010 comparativement au montant autorisé (D-2010-022) de 1 327,9 M\$, soit un écart favorable de 32,1 M\$.

(ii) Dans le dossier tarifaire 2010, le Distributeur explique les charges d'explications par une approche globale, présentée comme suit :

Tableau 5.1 (en M\$)	2010 (projeté)	Ajust.	D-2010-022	2010 Réal	Écart
Activités du Distributeur	1 197,1	-8,2	1 188,9		
Éléments spécifiques	137,8	1,3	139,1		
Total	1 334,9	-6,9	1 328,0	1 295,8	-32,1

Tableau 5.2 (en M\$)	2010 (projeté)	Ajust.	D-2010-022	2010 Réal	Écart
Éléments spécifiques :					
Coût de retraite	55,6		55,6		
Automatisation du réseau	8,1		8,1		
Stratégie CFR	9,6		9,6		
Subtilisation d'énergie	5,4		5,4		
Inspection et retraitement des poteaux de bois	7,5		7,5		
Gestion des cours de poteaux	2,9		2,9		
Ouvrages civils	4,0		4,0		
Sécurité cybernétique	8,7		8,7		
Migration SIC	4,0		4,0		
Transport collectif	1,5		1,5		
Mauvaises créances	28,3		28,3		
Ajout de condensateurs	1,2	1,3	2,5		
GE Smallword	1,0		1,0		
Total	137,8	1,3	139,1		

Demandes :

- 5.1 Veuillez compléter les deux tableaux présentés à la référence (ii) liés à l'approche globale des charges d'exploitation du Distributeur.
 - 5.2 Veuillez expliquer les écarts des activités du Distributeur et des éléments spécifiques.
- 6. Référence :** Pièce HQD-10, document 1, page 5, tableau 2.

Préambule :

Le nombre d'ETC réel 2010 s'élève à 7 630 ETC comparativement au nombre autorisé (incluant les ajustements organisationnels) de 7 829 ETC, soit une baisse de 199 ETC.

TABLEAU 2
ÉCARTS RÉEL 2010 / RÉEL 2009 ET D-2010-022

	vs Réel 2009	vs D-2010-022
<i>Variation des effectifs découlant des «Éléments spécifiques»</i>		
<i>Automatisation du réseau</i>	0	-12
<i>Mesures de sécurité cybernétique</i>	+2	-11
<i>Stratégie pour la clientèle à faible revenu</i>	+9	+4
<i>Programme spécial visant à contrer la subvention d'énergie</i>	-1	-4
<i>Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils</i>	+3	0
<i>Inspection et retraitement des poteaux de bois</i>	0	-5
<i>Électrification du transport collectif</i>	+2	0
<i>Optimisation des systèmes Clientèles (Étude préliminaire - Migration SIC)</i>	0	-11
<i>Mise à niveau du progiciel GE Smallworld</i>	+1	-4
<i>Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution</i>	+5	-4
	21	-47
<i>Gains d'efficience relatifs à la mise en place de SIC</i>	-36	0
<i>Travaux préparatoires projet de Lecture à distance</i>	+7	+15
<i>Rappel de compteurs (obligation légale envers Mesures Canada)</i>	0	+13
<i>Croissance des activités</i>	+52	+41
<i>Amélioration de la performance opérationnelle</i>	-207	-252
<i>Renouvellement de la main-d'œuvre</i>	+45	+31
<i>Stabilisation du délai moyen de réponses téléphoniques</i>	-33	0
<i>Corrections d'anomalies des factures MVE (mode de versements égaux)</i>	-18	0
TOTAL	-169	-199

Demande :

- 6.1 Veuillez quantifier en millions de \$ les composantes de l'écart de -199 ETC et faire le lien avec les explications des écarts des activités de base du Distributeur et des éléments spécifiques de la question 5.

7. **Référence :** Pièce HQD-2, document 3, page 5, tableau 2.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 2 les composantes des principaux écarts entre le bénéfice net réglementé 2010 et celui autorisé D-2010-022, notamment les autres charges d'exploitation de 40 M\$ Favorable.

Demande :

7.1 Veuillez expliquer plus en détails l'écart favorable de 40 M\$ relatif aux autres charges d'exploitation. Veuillez préciser la nature des dépenses et les écarts y afférents.

8. **Références :** (i) Pièce HQD-2, document 3, page 6;
(ii) Dossier R-3740-2010, pièce B-42, HQD-15, document 12, page 3;
(iii) Dossier R-3740-2010, pièce B-9, HQD-13, document 1, page 79.

Préambule :

(i) « Cette hausse est attribuable en grande partie à la dépense pour mauvaises créances défavorable de 55 M\$. En effet, tout au long de 2010, les comptes à recevoir du Distributeur ont continué d'être affectés par l'effet de la détérioration du contexte économique débutée en fin 2008. Cette situation s'est traduite par des retards de paiement des clients résultant en un vieillissement marqué des comptes. En conséquence, le Distributeur a jugé nécessaire de rehausser sa dépense de mauvaises créances de 38 M\$ représentant une provision spéciale pour couvrir le risque associé aux comptes à recevoir des clients résidentiels actifs à laquelle a été ajouté un montant de 15 M\$ relatif à des clients de grande puissance. »

(ii) En réponse à l'engagement no 14 du dossier R-3740-2010, le Distributeur présente l'évolution par composante de la charge de mauvaises créances.

Mauvaises créances (en M\$)

(Présentation redressée – Budget « Stratégie pour clientèle à faible revenu »
 présenté à même l'enveloppe de base)

	Année historique 2009	Autorisé D-2010-022	Année de base 2010	Année témoin 2011
Grandes entreprises	2,2		16,1	
Enveloppe de base	46,2	53,9	52,6	55,2
Enveloppe de base (excluant Stratégie pour clientèle à faible revenu)	45,1	46,4	45,1	45,6
Stratégie pour clientèle à faible revenu	1,1	7,5	7,5	9,6
Eléments spécifiques	23,4	29,1	31,5	22,1
Subtilisation d'énergie	1,9	0,8	1,6	1,1
Rehaussement de la dépense de mauvaises créances	21,5	28,3	29,9	21,0
Mauvaises créances totales	71,8	83,0	100,2	77,3

(iii) En réponse à une demande de renseignement dans le dossier R-3740-2010, le Distributeur explique les stratégies de recouvrement du Distributeur pour réduire les comptes à recevoir.

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

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

Tableau R-31.1-B
Évolution du nombre de faillites

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

Demandes :

- 8.1 Veuillez compléter le tableau en réponse à l'engagement no 14 (référence (ii)) en fournissant les données réelles 2010.
- 8.2 Veuillez compléter les tableaux R-31.1-A et B (référence (iii)) en fournissant les données réelles 2010 et celles autorisées en 2010. Veuillez justifier provision spéciale de 38 M\$ en expliquant les écarts entre les données réelles 2010 et celles autorisées en 2010 par composantes.

9. **Références :** (i) Pièce HQD-2, document 3, page 7;
(ii) Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 30.

Préambule :

(i) « *La charge d'amortissement s'établit quant à elle à 832 M\$ au 31 décembre 2010 comparativement à un montant autorisé de 852 M\$. La diminution de 20 M\$ s'explique par les éléments suivants :*

- *Une baisse de 4 M\$ de l'amortissement des immobilisations en exploitation due essentiellement à la modification, en novembre 2010, de la durée de vie utile des poteaux qui est passée de 30 à 40 ans ;*
- *Une réduction de 14 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels. Cet écart s'explique principalement par :*
 - *une diminution du niveau des mises en service prévues suite à une révision des priorités d'affaires et à la mise en place de mécanismes de gestion de portefeuille concernant les projets d'investissement en technologie de l'information ;*
 - *le changement de catégorie de certains actifs incorporels passant d'un amortissement sur trois ans à un amortissement sur cinq ans.*
- *Un impact de 1 M\$ à la baisse relatif aux coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'expliqué à la page 9, de la pièce HQD-4, document 2. »*

(ii) « *Considérant l'avancement des travaux et l'importance monétaire de la révision de la durée de vie utile des poteaux, la Régie approuve l'impact à la baisse de 30 M\$ sur la charge d'amortissement de l'année témoin 2011. »*

Demandes :

- 9.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a révisé la durée de vie des poteaux de 30 ans à 40 ans à partir du mois de novembre 2010 (référence (i)) au lieu du 1^{er} janvier 2011 tel qu'autorisé par la Régie dans la décision D-2011-028 (référence (ii)).
- 9.2 Veuillez quantifier l'écart lié à la diminution de l'amortissement concernant les projets d'investissement en technologie de l'information. Veuillez ventiler l'écart et justifier le report de la mise en service par projet.
- 9.3 Veuillez expliquer quels sont « *les mécanismes de gestion de portefeuille* » concernant les projets d'investissement en technologie de l'information qui ont été mis en place en 2010 et veuillez quantifier l'écart y afférent.
- 9.4 Veuillez identifier les actifs incorporels dont l'amortissement passe de 3 ans à 5 ans. Veuillez quantifier l'écart et justifier le changement par actif incorporel. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas soumis sa demande de révision de durée de vie utile dans un dossier tarifaire.
- 9.5 Veuillez préciser à quel moment le Distributeur débute l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles, soit :
- À la date de mise en service;
 - Au mois suivant la mise en service;
 - Au début de l'exercice suivant sa mise en service, ou autre.

- 10. Références :**
- (i) Pièce HQD-2, document 3, pages 7 et 8;
 - (ii) Décision D-2010-028, dossier R-3740-2010, page 73.

Préambule :

- (i) Dans le cadre du suivi de l'application de la Loi 100 dans le rapport annuel 2010, le Distributeur indique :

« Pour le Distributeur, tel qu'attendu, ces efforts se sont traduits entre autres par une réduction de 30 % de la rémunération incitative à la performance de son personnel cadre, ce qui représente un impact de 0,8 M\$. »

- (ii) Dans sa décision D-2011-028, la Régie demande au Distributeur de présenter le suivi de l'application de la Loi 100 lors des rapports annuels 2010 à 2013.

Les sujets traités dans la Loi 100 qui méritent un suivi :

- Réduction des dépenses et augmentation de la productivité en termes d'effort additionnel sur le bénéfice net;
- Indexation des salaires de base de son personnel cadre de 0,5 % ;

- Réduction de 30 % de la rémunération incitative de son personnel cadre;
- Réduction de 10 % à l'horizon 2013 des dépenses de fonctionnement de nature administrative par rapport aux dépenses de même nature engagées en 2009.

Demandes :

- 10.1 Veuillez présenter le suivi de l'application de la Loi 100 pour les dépenses administratives. Veuillez fournir le montant réel 2009, le montant autorisé en 2010 et le montant réel 2010.
- 10.2 Veuillez indiquer l'impact lié à l'indexation des salaires de base de son personnel cadre de 0,5 %.

- 11. Références :**
- (i) Rapport annuel 2010, pièce HQD-8, document 2, page 3;
 - (ii) Rapport annuel 2009, pièce HQD-6, document 2, page 3;
 - (iii) Rapport annuel 2007, pièce HQD-2, document 3, page 4;
 - (iv) Rapport annuel 2008, pièce HQD-2, document 3, page 4;
 - (v) Rapport annuel 2009, pièce HQD-2, document 3, page 4;
 - (vi) Rapport annuel 2010, pièce HQD-2, document 3, page 4;
 - (vii) Dossier R-3740-2010, pièce A-35-1, notes sténographiques du 7 décembre 2010, pages 112 à 118.

Préambule :

(i) En 2010, le Distributeur a réalisé un taux de rendement sur l'avoir propre de 12,793 % comparativement à un rendement autorisé par la Régie de 7,849 %, soit un écart de 494 points de base.

(ii) En 2009, le Distributeur a réalisé un taux de rendement sur l'avoir propre de 10,145 % comparativement à un rendement autorisé par la Régie de 6,985 %, soit un écart de 316 points de base.

Aux références (iii), (iv) (v) et (vi), la Régie constate que le Distributeur a réalisé un excédent de rendement au cours des quatre dernières années, soit 9,4 M\$ en 2007, 26,6 M\$ en 2008, 105,7 M\$ en 2009 et 171,4 M\$ en 2010.

La Régie est préoccupée par la tendance à la hausse et par l'ampleur des excédents de rendement réalisés par le Distributeur, particulièrement au cours des deux dernières années.

(viii) Lors des audiences du dossier R-3740-2009, le régisseur Michel Hardy questionnait en ces termes le président du Distributeur, M. André Boulanger, au sujet de l'excédent de rendement 2009 :

Michel Hardy : « (...) Je sais qu'on ne rouvrira pas la question cette année, le Distributeur a argumenté l'année dernière que le processus de fermeture n'est pas nécessaire et que le modèle paramétrique quand même faisait ses preuves, était efficace. Et c'était pour développer, comme vous avez dit ce matin, un peu d'encadrer les obligations de service du Distributeur.

Maintenant, on est rendu qu'on dépasse de trois cents (300) points de base le rendement autorisé et que les tarifs que la Régie va établir normalement, ce sont des tarifs justes et raisonnables, autant pour le consommateur que pour le Distributeur.

Est-ce qu'il y a quelque chose à faire avec peut-être le modèle utilisé? »

André Boulanger : « Je pense que, Monsieur Hardy, il y a le modèle, il y a également de regarder aussi le contexte ou l'environnement dans lequel... Vous prenez, par exemple, l'année deux mille neuf (2009) qui n'était pas une année, je dirais, standard, je dirais, dans les marchés quand on a vu les perturbations. Alors, il y a des... Parce que le modèle paramétrique permet de déterminer, si on veut, les charges... les charges d'exploitation. Ce n'est pas la totalité, si on veut, de l'ensemble du dossier.

Alors, je pense qu'il faut avoir une perspective de voir. Et un modèle paramétrique, ça s'évalue sur un certain nombre d'années pour voir comment est-ce qu'on doit calibrer le modèle paramétrique. Et, moi, je pense qu'il faut en tenir compte dans les années à venir pour voir comment est-ce qu'on va le calibrer, de façon à avoir un juste équilibre, comme vous le mentionnez, entre les consommateurs et l'actionnaire, et d'avoir quelque chose qui donne un incitatif qui est approprié à l'entreprise réglementée, de mieux performer aussi. Il faut avoir un bon équilibre de façon à ce que, une partie comme l'autre, soit avantagée par le mécanisme qui permet d'établir les tarifs. » (pages 113 à 115)

La Régie note à la référence (vi) que l'excédent de rendement 2010 de 171,4 M\$ provient des éléments suivants :

Hausse des ventes nettes	78,3 M\$;
Hausse des revenus autres	20,9 M\$;
Baisse des charges d'exploitation	32,1 M\$;
Baisse de l'amortissement et des taxes	24,8 M\$;
Baisse du coût en capital (dette)	15,3 M\$.

Demandes :

- 11.1 Veuillez indiquer où en est rendue la réflexion du Distributeur quant au traitement qui pourrait être appliqué dans le futur aux excédents de rendement réalisés de cette ampleur.
- 11.2 Si le Distributeur n'a pas amorcé sa réflexion, veuillez indiquer comment il compte concilier l'établissement de tarifs justes et raisonnables avec la réalisation d'importants excédents de rendement comme ceux des deux dernières années.

SUIVI DES COUVERTURES CONTRE LE RISQUE DE CHANGE

- 12. Références :**
- (i) Rapport annuel 2009, pièce HQD-3, document 1.4, page 6;
 - (ii) Pièce HQD-3, document 1.4.

Préambule :

(i) Dans le rapport annuel 2009, le Distributeur indiquait que les couvertures contre les risque de change relatives aux achats de combustible avaient généré un gain de 4,18 M\$ avant le renversement de la valeur marchande au 31 décembre 2008.

(ii) Dans le rapport annuel 2010, il n'est question d'aucune transaction de couverture contre le risque de change pour les achats de combustibles.

Demandes :

- 12.1 Veuillez confirmer que les achats de combustibles n'ont fait l'objet d'aucune transaction de couverture contre le risque de change en 2010.
- 12.2 Le cas échéant, veuillez expliquer les raisons du Distributeur de ne procéder à aucune transaction de couverture pour l'achat de combustibles en 2010.

BASE DE TARIFICATION

- 13. Références :** (i) Pièce HQD-4, document 2, page 13, tableau 9;
(ii) Pièce HQD-5, document 1, page 3.

Préambule :

(i)

TABLEAU 9
SUIVI DE LA BASE DE TARIFICATION 2010 – MOYENNE DES 13 SOLDES (M\$)

Composantes	2010		
	Réel	Autorisé D-2010-022	Variations
Immobilisations en exploitation	8 199,7 ⁽¹⁾	8 177,2	22,5
Contrats de location-acquisition	35,0 ⁽¹⁾	18,8	16,2
Actifs incorporels en exploitation	394,3	397,5	(3,2)
Frais reportés	1 435,3	1 465,7	(30,4)
Remboursement gouvernemental	29,4	27,9	1,5
Avantages complémentaires de retraite	(217,6)	(249,9)	32,3
Fonds de roulement	113,7	207,6	(93,9)
Total	9 989,8	10 044,8	(55,0)

⁽¹⁾ Incluant un reclassement de 15,6 M\$ de la rubrique «Immobilisations en exploitation (Réseaux autonomes)» vers la rubrique «Contrat de location-acquisition». Ce reclassement concerne les travaux exceptionnels de réfection du groupe 3 de la centrale Menihék (hors Québec) pour l'alimentation du réseau de Schefferville mis en service en 2008 conformément à ce qui avait été prévu et autorisé dans le cadre du dossier tarifaire, 2008-2009 (référence R-3644-2007, HQD-13 document.1, page 12 et D-2008-024, page 133).

(ii) « La décision D-2010-0221 de la Régie, laquelle demandait une réduction globale de 50 M\$ sur la moyenne des 13 soldes de la base de tarification de l'année témoin 2010, s'est traduite par une réduction des mises en service de 52,4 M\$ pour les immobilisations en exploitation et de 24,6 M\$ pour les actifs incorporels.

Ainsi, pour répondre à cette demande, le Distributeur a procédé à la révision de sa méthode d'établissement des prévisions d'investissement de ses réseaux autonomes, de même qu'à la révision de ses priorités d'affaires et à la mise en place de mécanismes de gestion de portefeuille concernant les projets d'investissement en technologie de l'information. »

Demandes :

- 13.1 Veuillez expliquer les causes de l'écart de 22,5 M\$ lié à la rubrique *Immobilisations en exploitation*.
- 13.2 Veuillez faire le lien entre les moyens pris par le Distributeur afin de répondre à la demande de la Régie relative à la réduction globale de 50 M\$ sur la moyenne des 13 soldes de la base de tarification (référence (ii)) et le fait que les *Immobilisations en exploitation* est en hausse de 22,5 M\$ par rapport au montant autorisé D-2010-022 (référence (i)). Veuillez expliquer.
- 13.3 Veuillez ventiler par composantes les données liées aux *Frais reportés* du tableau 9. Veuillez expliquer les écarts.
- 13.4 Est-ce que le Distributeur sera en mesure de déposer les données de la réponse précédente à partir du prochain dépôt du rapport annuel, en complément au tableau 9 du présent dossier.

14. Référence : Pièce HQD-4, document 2, page 9, tableau 5.

Préambule :

TABLEAU 5
DÉTAIL DES RETRAITS D'ACTIFS 2010 - RÉEL VS AUTORISÉ (M\$)

Composantes	2010		
	Réel	Autorisé D-2010-022	Variations
Mise en conformité	19,0	20,0	(1,0)
Corroborations	24,5	18,0	6,5
Poteaux	(0,4)	-	(0,4)
Conducteurs	3,9	3,0	0,9
Câbles	16,7	10,0	6,7
Transformateurs	4,3	5,0	(0,7)
Appareils de mesure et autres	5,5	12,0	(6,5)
Appareils de mesure	4,5	8,0	(3,5)
Autres ⁽¹⁾	1,0	4,0	(3,0)
Total	49,0	50,0	(1,0)

⁽¹⁾ Incluant des retraits et revenus provenant du Centre de services partagés ainsi que des radiations diverses non récurrentes.

Demande :

14.1 Veuillez expliquer la nature des travaux de mise en conformité et fournir le détail des retraits d'actifs reliés à ces derniers, de 19,0 M\$ en 2010, en fournissant les composantes. Est-ce que ceci complète les travaux de mise en conformité dans le cadre du dossier IFRS? Veuillez élaborer.

- 15. Références :**
- (i) Pièce HQD-4, document 2, page 13;
 - (ii) Pièce HQD-10, document 1, pages 3 et 4.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique les écarts entre la base de tarification, moyenne des 13 soldes, réelle 2010 et celle autorisée dans la décision D-2010-022, dont la rubrique Avantages complémentaires de retraite.

« Les avantages complémentaires de retraite ont diminué de 32,3 M\$ par rapport au montant autorisé, suite à des ajustements apportés à la structure organisationnelle du Distributeur, tel que mentionné à la pièce HQD-10, document 1 du présent dossier. Ces ajustements ont eu pour effet de faire diminuer la quote-part du Distributeur par rapport à l'ensemble de l'entreprise. »

(ii) *« Tel que mentionné dans le dossier tarifaire 2011-2012 (dossier R-3740-2010 à la pièce HQD-1, document 4, pages 4 et 5), les ajustements suivants ont été apportés à la structure organisationnelle en 2009 et 2010 :*

- *Avril 2009 (-302 ETC) (...)*
- *Avril 2010 (-108 ETC) (...)*

Le Distributeur rappelle que ces transferts n'ont globalement aucun impact sur ses coûts puisqu'une diminution de la masse salariale (et des autres coûts y afférents) est compensée par une augmentation équivalente des charges de services partagés facturées par ces unités. »

[nous soulignons]

Demandes :

15.1 La Régie note que les ajustements apportés à la structure organisationnelle ont un impact sur le revenu requis via le coût en capital (référence (i)) malgré le commentaire du Distributeur qui rappelle que ces transferts n'ont globalement aucun impact sur ses coûts (référence (ii)). Veuillez indiquer si le montant de l'*Actif au titre des prestations constituées* a diminué suite à des ajustements à la structure organisationnelle du Distributeur. Veuillez indiquer l'écart, y afférent, par rapport au montant autorisé D-2010-022.

15.2 Veuillez indiquer toutes les composantes de l'impact total des transferts organisationnels sur le revenu requis 2010 par rapport au montant autorisé D-2010-022.

- 16. Références :**
- (i) Pièce HQD-4, document 3.1, page 3;
 - (ii) Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, page 160.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente le suivi des comptes de frais reportés liés aux ventes et aux achats d'électricité, de combustibles et de services de transport. Cette section présente le suivis de certains comptes de frais reportés hors base et inclus dans la base de tarification, tels que :

- Frais reportés du tarif BT;
- Frais reportés de transport;
- *Pass-on* pour l'achat d'électricité;
- Nivellement pour aléas climatiques;
- Frais reportés de combustibles;
- Frais reportés liés au tarif de maintien de la charge.

(ii) « *L'étude des informations présentées mène la Régie à conclure que certaines données supplémentaires lui sont nécessaires pour comprendre la comparaison réel/prévisionnel présentée dans ce dossier. Les informations additionnelles suivantes devront dorénavant être présentées dans le rapport annuel, et ce, à compter de celui de 2004 :*

- *la comparaison de l'état des résultats de l'activité réglementée avec le revenu requis autorisé par la Régie et qui sous-tend les tarifs en vigueur;*
- *un rapport de suivi des transactions effectuées pour couvrir le risque de change;*
- *une évolution des CFR hors-base.* » [nous soulignons]

Demandes :

16.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne présente que l'évolution de certains comptes de frais reportés hors base et inclus dans la base de tarification dans le présent rapport annuel.

16.2 Veuillez déposer l'évolution de tous les comptes de frais reportés hors base et inclus dans la base de tarification: par exemples PGEÉ, Programmes et activités de l'AEÉ, frais reportés liés au projet LAD etc.

- 17. Références :**
- (i) Pièce HQD-2, document 2, page 7, tableau 3;
 - (ii) Rapport annuel statutaire 2010 d'Hydro-Québec, page 79.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente la conciliation de l'actif total statutaire (12 745,3 M\$) et de la base de tarification (10 275,0 M\$) en 2010.
- (ii) Hydro-Québec présente le détail des actifs et passifs réglementaires du Distributeur et du Transporteur, dont une rubrique *Autres* de 30 M\$ en 2010.

Demande :

17.1 Veuillez détailler et expliquer la rubrique *Autres* de 30 M\$ et faire le lien avec la base de tarification du Distributeur.

PROGRAMME D'AUTOMATISATION DU RÉSEAU

- 18. Références :**
- (i) Pièce HQD-6, document 2, page 7;
 - (ii) Pièce HQD-6, document 2, page 6;
 - (iii) Dossier R-3565-2005, HQD-1, doc. 1, pages 8 à 13;
 - (iv) Dossier R-3565-2005, HQD-1, doc. 1, pages 16 et 17;
 - (v) Pièce HQD-6, document 2, pages 7-8.

Préambule :

(i)

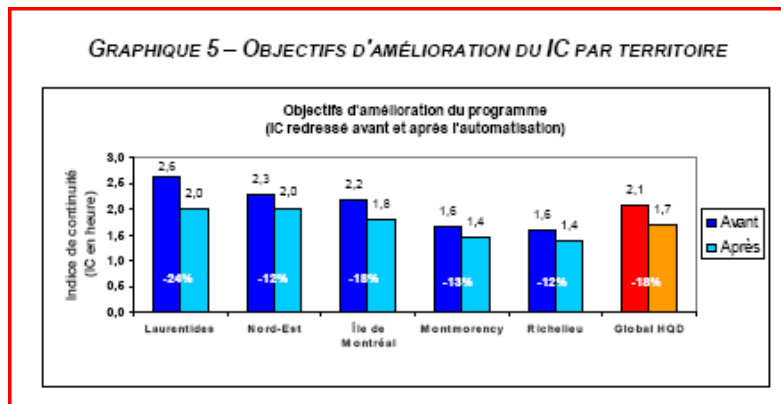
TABLEAU 5 INDICATEURS DE GESTION 2010							
Indicateurs de gestion	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Cumulatif au 31 déc. 2010
1. Indicateurs reliés à la performance du réseau <i>(pour la totalité du réseau ainsi que pour les lignes visées par le programme)</i>							
1.1. Indice de continuité de service de distribution (normalisé) (minutes)	135	118	123	130	126	120	
1.2. Amélioration de l'indice de continuité de service attribuable à l'automatisation (minutes)	N/A	N/A	N/A	8*	8*	10*	
1.3. Nombre de clients ayant un indice de continuité supérieur à 4 heures par année (240 minutes) (%)	N/A	N/A	N/A	9,3*	8,7*	8,5*	

(ii) « Dans son rapport annuel 2009, le Distributeur a exprimé les difficultés rencontrées lors du développement des indicateurs de gestion permettant d'évaluer l'amélioration de la fiabilité du réseau. En 2010, dans un souci de fournir un indicateur de gestion fiable, le Distributeur a retenu une solution qui consiste à utiliser un outil de simulation pour le calcul des gains attribuables au programme d'automatisation. Le tableau 5 en présente les résultats. Le

Distributeur précise que la méthode de calcul des gains par simulation pour les indicateurs de gestion du programme d'automatisation sera utilisée lors des prochains rapports annuels. »

(iii) Dans le cadre de sa demande, le Distributeur définit l'indice de continuité de service puis présente un historique de son évolution dans le temps et en fonction des investissements réalisés sur le réseau depuis 1991. Il présente également cet indice par territoire et en comparaison d'autres compagnies d'électricité. Le Distributeur explique que de 1991 à 2004, après des investissements de 1 500 M\$ courants, l'indice de continuité de service est passé de 4,1 h (ou 246 minutes) à 1,97 h (ou 118 minutes).

(iv) « À l'échelle de l'ensemble du réseau, le Distributeur vise à diminuer de 40 % le nombre de clients affectés par un indice de continuité de service supérieur à 4 heures d'interruption par année. Les endroits les plus vulnérables du réseau sont visés en priorité. »



(v) « Le Distributeur a développé son programme d'automatisation sur la base d'une amélioration de la qualité de service. Ainsi, la proportion des clients ayant un indice de continuité (IC) de service supérieur à 240 minutes devait passer de 13 % à 7 % à l'échelle du réseau. À la fin du programme, il devrait s'ensuivre une amélioration générale de la continuité de service de 15 minutes. »

Demandes :

18.1 Veuillez clarifier si les indicateurs reliés à la performance du réseau, présentés au Tableau 5, sont « pour la totalité du réseau » ou uniquement « pour les lignes visées par le programme ». Selon le cas, veuillez fournir des indicateurs séparés ou expliquer pourquoi ils sont identiques.

18.2 La Régie comprend que l' « indice de continuité de service de distribution normalisé » présenté à la ligne 1.1 du Tableau 5 peut-être affecté par d'autres facteurs que le développement du programme Automatisation et que l' « amélioration de l'indice de continuité attribuable à l'automatisation » présentée à la ligne 1.2 du Tableau 5 n'est donc pas nécessairement égale à la différence entre l' « indice de continuité de service de distribution normalisé » présenté à la ligne 1.1 et sa valeur de l'année précédente.

18.2.1 Veuillez expliquer comment l'outil de simulation et les modèles utilisés pour évaluer les impacts du programme Automatisation du réseau sont établis et calibrés.

18.2.2 Veuillez expliquer comment l'outil de simulation pour évaluer les impacts du programme Automatisation du réseau est calibré de façon à obtenir des résultats qui reflètent les impacts réels du programme.

18.3 Veuillez indiquer, en % (comme à la ligne 1.3 du Tableau 5) le nombre de clients ayant un indice de continuité supérieur à 4 heures par année (240 minutes) pour les années avant 2008.

18.4 Veuillez élaborer sur l'amélioration escomptée de 15 minutes de l'indice de continuité de service à la fin du programme par rapport aux objectifs initiaux du programme.

PROJET DE RACCORDEMENT DU VILLAGE DE LA ROMAINE

- 19. Références :**
- (i) Pièce HQD-6, document 7, page 3;
 - (ii) R-3688-2009, HQD-1, document 1, page 15, Tableau 2;
 - (iii) Pièce HQD-6, document 7, pages 5-6;
 - (iv) Rapport annuel 2010 du Transporteur, pièce HQT-3, document 1, page 29;
 - (v) Pièce HQD-6, document 7, page 6.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique que les seuls travaux réalisés en 2010 ont été le plantage des poteaux sur une distance de vingt-trois kilomètres, entre le village de Natashquan et la rivière Natashquan, le long de la route 138 existante, et des activités de déboisement entre Natashquan et Kegaska, sur une distance de quarante-huit kilomètres.

(ii) « Construire sur une distance d'environ 90 km une ligne triphasée en 477 AL isolée à 46 kV entre Pointe-Parent et l'aéroport de La Romaine. »
./ Total 2009-2011 = 19 523 k\$ courants

(iii) Le tableau 2 des dépenses engagées cumulatives au 31 décembre 2010 indique que 21 % du budget total de 32,1 M\$ du projet a été dépensé à différentes tâches, au lieu de 40 % initialement prévu à cette date. Ce tableau permet de constater que plusieurs étapes du projet n'ont pas débuté ou sont très peu avancées, par exemple, les conversions du poste Natashquan et du poste survolteur La Romaine, le remplacement de conducteur sur une distance de 9 km sur le tronçon de la ligne NAT-124. Il indique également que 5, 9 M\$ ont été dépensés pour la construction de la ligne triphasée de 90 km.

(iv) Dans son rapport annuel 2010, le Transporteur présente l'état d'avancement de ses projets d'investissement en fournissant non seulement le budget réalisé au 31 décembre 2010 en comparaison du budget initialement prévu, mais aussi en fournissant une version mise à jour de la prévision du budget jusqu'à la fin du projet. Le tableau en page 29 en est un exemple pour la portion du Transporteur du projet de construction du poste Anne-Hébert.

(v) « Lors de l'appel d'offres public lancé à l'automne 2010, les prix soumis par les entrepreneurs pour la construction de la ligne entre la rivière Natashquan et Kegaska se sont révélés très supérieurs aux estimations initiales.

Devant cet état de fait, le Distributeur a annulé l'appel d'offres et n'a attribué aucun contrat. Le processus d'appels d'offres et les travaux de construction de la ligne sont donc temporairement suspendus, le temps que le Distributeur réévalue la situation et les solutions qui s'offrent à lui. »

Demandes :

19.1 Veuillez préciser les solutions évoquées en référence (v), qui s'offrent au Distributeur à ce jour.

19.2 Veuillez fournir un estimé de l'état d'avancement global des travaux de raccordement du village La Romaine au réseau intégré par rapport à l'ensemble des travaux prévus et, selon les résultats de l'appel d'offres de l'automne 2010, les informations du Distributeur et son évaluation de la situation à ce jour, fournir un estimé du budget et de l'échéancier requis pour compléter le projet.

COÛT DE LA DETTE

- 20. Références :**
- (i) Rapport annuel 2009, pièce HQD-6, document 1, page 9;
 - (ii) Pièce HQD-8, document 1, page 9;
 - (iii) Pièce HQD-8, document 1, pages 4 et 5.

Préambule :

(i) Dans le rapport annuel 2009, le Tableau 5 indique que la valeur de la dette en cours pour la série JK pour l'échéance de 2011 totalise 925 M\$.

(ii) Le même tableau du rapport annuel 2010 indique une valeur totale de 745 M\$ à l'échéance de 2011.

(iii) Au tableau 2 du rapport annuel 2010, le Distributeur compare les niveaux du coût de la dette réel et projeté pour 2010. Au tableau 1, le Distributeur présente les soldes mensuels de la dette à long terme et du dénominateur ayant servi au calcul du coût de la dette réel pour 2010.

Demandes :

- 20.1 Veuillez concilier la valeur de la dette en cours de série JK dans le présent dossier avec la valeur inscrite l'an dernier.
- 20.2 Veuillez produire le tableau 1 de la référence (iii) pour le dénominateur du coût de la dette projeté (37 320 M\$) pour 2010.