

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

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.

Réponse :

TABLEAU R-1.1 (M\$)

COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS Note : Fichier Excel versé au dossier	Année 2010				
	D-2010-022 ¹	D-2010-022 ajustée ²	De base	Réel	Réel vs D-2010-022 ajustée
REVENUS REQUIS	10 334,2	10 334,2	10 389,2	10 547,8	213,6
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	7 246,8	7 246,8	7 384,2	7 361,2	114,4
• Achats d'électricité	4 614,1	4 614,1	4 751,5	4 728,6	114,5
Patrimoniale	4 570,2	4 570,2	4 548,3	4 543,9	(26,3)
Post patrimoniale	285,1	285,1	368,0	377,8	92,7
Tarif de gestion et énergie de secours	-	-	5,8	8,8	8,8
Ajustement des contrats spéciaux	(255,7)	(255,7)	(154,4)	(159,9)	95,8
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2008	38,2	38,2	38,2	38,2	-
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2009	(23,7)	(23,7)	(23,7)	(23,7)	-
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2010	-	-	(30,7)	(56,5)	(56,5)
• Service de transport	2 632,7	2 632,7	2 632,7	2 632,6	(0,1)
Charge locale	2 635,2	2 635,2	2 635,2	2 651,4	16,2
Compte de frais reportés 2008	-	-	-	(0,1)	(0,1)
Compte de frais reportés 2010	-	-	-	(16,2)	(16,2)
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2007	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	-
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2008	(5,5)	(5,5)	(5,5)	(5,5)	-
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2009	3,1	3,1	3,1	3,1	-
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	3 087,4	3 087,4	3 005,0	3 186,6	99,2
Charges d'exploitation	1 327,9	1 327,9	1 272,8	1 295,8	(32,1)
• Charges brutes directes	1 202,9	1 156,6	1 095,8	1 117,7	(38,9)
Masse salariale	796,7	762,5	685,7	679,7	(82,8)
Salaires de base	531,3	507,2	488,4	479,3	(27,9)
Temps supplémentaire	52,8	50,4	43,9	49,9	(0,5)
Primes et revenus divers	45,0	43,9	43,6	47,0	3,1
Régime d'intéressement corporatif	15,7	15,4	14,6	18,0	2,6
Rémunération incitative selon la performance	6,8	6,0	5,7	6,6	0,6
Autres primes	22,5	22,5	23,3	22,4	(0,1)
Avantages sociaux	167,6	161,0	109,8	103,5	(57,5)
Avantages sociaux - Coût de retraite	58,5	55,8	6,6	6,2	(49,6)
Avantages sociaux - Autres	85,6	81,7	82,5	77,1	(4,6)
Autres avantages complémentaires de retraite - Retraités	23,5	23,5	20,7	20,2	(3,3)
Autres charges directes	406,2	394,1	410,1	438,0	43,9
Dépenses de personnel et indemnités	22,2	20,3	21,5	20,6	0,3
Services externes et ressources financières	256,8	247,2	264,8	286,9	39,7
Services externes	161,4	151,8	153,9	147,4	(4,4)
Services professionnels	43,5	34,4	26,0	28,3	(6,1)
Maîtrise de la végétation	62,2	62,2	60,8	62,0	(0,2)
Courrier, messagerie	16,3	16,3	17,5	17,1	0,8
Autres	39,4	38,9	49,6	40,0	1,1
Ressources financières	95,4	95,4	110,9	139,5	44,1
Mauvaises créances	83,0	83,0	100,2	137,8	54,8
Comptes à recevoir, intérêts et autres	4,4	4,4	7,1	6,2	1,8
Provision - pannes majeures	8,0	8,0	8,0	-	(8,0)
CFR - Projets majeurs	-	-	(4,4)	(4,5)	(4,5)
Stock, achats et locations	127,2	126,6	123,8	130,5	3,9

(suite du tableau à la page suivante)

¹D-2010-022 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation (5,8 M\$)

²D-2010-022 incluant l'impact des ajustements organisationnels relatifs à la formation et aux technologies de l'information tel que présenté au dossier R-3740-2010, HQD-1, document 4, tableau 1

TABLEAU R-1.1 (M\$) (SUITE)

COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS Note : Fichier Excel versé au dossier	Année 2010				
	D-2010-022 ¹	D-2010-022 ajustée ²	De base	Réel	Réel vs D-2010-022 ajustée
• Charges de services partagés	432,8	479,1	481,0	486,9	7,8
Centre de services partagés	171,4	154,8	160,0	156,1	1,3
Approvisionnement et services	171,4	154,8	160,0	156,1	1,3
Acquisition	6,2	-	6,2	5,5	-
Paie des fournisseurs	2,2	-	-	-	-
Immobilier	65,8	-	64,2	58,9	-
Gestion du matériel	37,3	-	37,3	34,8	-
Alimentation et hébergement	0,2	-	0,2	0,2	-
Services alimentaires	1,2	-	1,2	1,1	-
Transport aérien	1,8	-	1,8	1,4	-
Gestion documentaire	8,4	-	7,7	6,5	-
Environnement	-	-	-	4,0	-
Service de transport	41,5	-	41,4	43,7	-
Paie, dépenses de personnel et revenus autres	6,8	-	-	-	-
Ressources humaines	21,2	-	-	-	-
Unités corporatives	22,6	91,6	89,0	102,0	10,4
Finances	11,7	20,1	19,4	19,2	(0,9)
Ressources humaines	-	60,6	58,6	70,9	10,3
Affaires corporatives et secrétariat général	10,9	10,9	11,0	11,9	1,0
Sécurité industrielle	6,3	-	6,4	6,3	-
Affaires juridiques	4,4	-	4,2	4,1	-
Autres unités	0,2	-	0,4	1,5	-
Groupe Technologie	197,2	212,3	212,6	207,6	(4,7)
Télécommunications	69,9	67,9	69,6	68,5	0,6
Radios mobiles	23,4	-	23,0	22,8	-
Circuits	1,0	-	1,0	1,0	-
Télécommunications de service	41,5	-	41,6	41,5	-
Sécurité cybernétique et divers	4,0	-	4,0	3,2	-
Innovation	19,6	19,6	19,4	19,0	(0,6)
Innovation technologique	12,9	-	12,4	13,6	-
Soutien technique	6,7	-	7,0	5,4	-
Informatique	107,7	124,8	123,6	120,1	(4,7)
Maintenance, développement et intégration	12,8	-	9,0	7,9	-
Gestion des infrastructures technologiques	59,0	-	56,7	55,3	-
Centre de compétences SAP	31,2	-	24,6	28,1	-
Systèmes clientèle	-	-	27,0	23,3	-
Planification, architecture et sécurité	-	-	-	0,9	-
Sécurité cybernétique et divers	4,7	-	6,3	4,6	-
Hydro-Québec TransÉnergie	4,5	4,5	4,0	4,3	(0,2)
Hydro-Québec Production	2,1	2,1	2,1	2,0	(0,1)
Hydro-Québec Équipement	1,5	1,5	1,7	3,8	2,3
Rendement des fournisseurs	12,3	12,3	11,6	11,1	(1,2)
Centre de services partagés	4,6	4,6	3,4	3,2	(1,4)
Groupe Technologie	7,7	7,7	8,2	7,9	0,2
• Coûts capitalisés	(351,7)	(351,7)	(341,4)	(340,2)	11,5
Prestations de travail	(309,5)	(309,5)	(296,1)	(311,2)	(1,7)
Gestion du matériel	(42,2)	(42,2)	(45,3)	(42,8)	(0,6)
Autres	-	-	-	13,8	13,8
• Frais corporatifs	43,9	43,9	37,4	31,4	(12,5)

(suite du tableau à la page suivante)
¹D-2010-022 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation (5,8 M\$)

²D-2010-022 incluant l'impact des ajustements organisationnels relatifs à la formation et aux technologies de l'information tel que présenté au dossier R-3740-2010, HQD-1, document 4, tableau 1

TABLEAU R-1.1 (M\$) (SUITE)

COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS Note : Fichier Excel versé au dossier	Année 2010				
	D-2010-022 ¹	D-2010-022 ajustée ²	De base	Réel	Réel vs D-2010-022 ajustée
Autres charges	1 002,0	1 002,0	989,4	977,2	(24,8)
• Achats de combustible	84,5	84,5	84,5	84,5	-
Achats de combustible	72,8	72,8	79,2	71,8	(1,0)
Compte de frais reportés 2009	11,7	11,7	11,7	11,7	-
Compte de frais reportés 2010	-	-	(6,4)	1,0	1,0
• Amortissement et déclassement	852,3	852,3	839,7	832,6	(19,7)
Immobilisations en exploitation	571,3	571,3	570,7	565,7	(5,6)
Contrats de location-financement	1,7	1,7	2,4	2,4	0,7
Actifs incorporels	71,1	71,1	58,7	57,3	(13,8)
Frais reportés	142,3	142,3	142,0	142,3	(0,0)
Programmes commerciaux	0,8	0,8	0,9	0,9	0,1
PGÉE	93,9	93,9	93,1	93,2	(0,7)
Programmes en efficacité énergétique - AEE	3,9	3,9	3,9	3,9	-
Tarif BT	41,7	41,7	41,7	41,8	0,1
Autres	2,0	2,0	2,4	2,5	0,5
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	50,0	50,0	50,0	49,0	(1,0)
Compte de nivellement de température	15,9	15,9	15,9	15,9	-
• Taxes	65,2	65,2	65,2	60,1	(5,1)
Capital	11,3	11,3	11,6	8,7	(2,6)
Services publics	40,5	40,5	40,1	38,9	(1,6)
Municipales et scolaires	13,4	13,4	13,5	12,5	(0,9)
Rendement de la base de tarification	757,5	757,5	742,8	913,6	156,1
• Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	481,6	481,6	466,9	466,3	(15,3)
• Capitaux propres (bénéfice réglementé)	275,9	275,9	275,9	447,3	171,4
Taux de rendement de la base de tarification	7,54%	7,54%	7,40%	9,15%	1,60%
Coût de la dette	7,38%	7,38%	7,15%	7,18%	-0,20%
Taux de rendement	7,85%	7,85%	7,85%	12,79%	4,94%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	10 044,795	10 044,795	10 042,625	9 989,808	-54,987

¹D-2010-022 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation (5,8 M\$)

²D-2010-022 incluant l'impact des ajustements organisationnels relatifs à la formation et aux technologies de l'information tel que présenté au dossier R-3740-2010, HQD-1, document 4, tableau 1

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)).

Réponse :

Le Distributeur confirme être en mesure de déposer cette information à partir du prochain dépôt du rapport annuel.

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.

Veuillez déposer le fichier Excel.

Réponse :

TABLEAU R-2.1-A
VENTES D'ÉLECTRICITÉ 2010 (EN GWH)

Catégorie de consommateurs	Années civiles (1 ^{er} janv au 31 déc)					
	(1) (2) (3) (4) (5) (6) = (2) -(5)					
	Ventes (GWh)					
	Réal 2010		Année de base (R-3740-2010)		Autorisé D-2010-022 (R-3708-2009)	Écart réel 2010 vs Autorisé D-2010-022
	Publiées	Normalisées	Publiées	Normalisées		Normalisées
D et DM	56 200	58 888	57 212	59 701	58 161	727
DH	3	3	3	3	3	(0)
G et à forfait (T1, T2, T3)	12 701	13 170	12 841	13 297	13 276	(106)
G-9	1 070	1 070	1 079	1 079	1 077	(7)
M	25 683	26 102	25 474	25 919	25 842	261
L, LP, LA marginal	39 943	40 109	39 089	39 257	38 314	1 795
H	9	9	9	9	10	(1)
DT	2 957	2 913	2 955	2 939	2 975	(62)
Éclairage public et sentinelle	587	587	582	582	579	8
Contrats spéciaux	27 444	27 444	27 958	27 958	25 645	1 799
	166 597	170 295	167 201	170 743	165 884	4 411
Réseaux autonomes - D et DM	188	188	201	201	206	(18)
Réseaux autonomes - G et à forfait	98	98	105	105	103	(5)
Réseaux autonomes - G-9	5	5	5	5	2	3
Réseaux autonomes - M	51	51	53	53	55	(4)
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	1	1	2	2	2	(1)
	343	343	367	367	369	(26)
Total Ventes d'électricité du Distributeur	166 940	170 638	167 568	171 110	166 253	4 386

(3) Ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre

(4) Ventes publiées normalisées de janvier à avril et prévues de mai à décembre

**Réponses à la demande de renseignements n°1
de la Régie**
**TABLEAU R-2.1-B
REVENUS D'ÉLECTRICITÉ 2010 (EN M\$)**

Catégorie de consommateurs	Années civiles (1 ^{er} janv au 31 déc)					
	Revenus (M\$)					
	(1) Réel 2010		(2) Année de base (R-3740-2010)		(3) Autorisé D-2010-022 (R-3708-2009)	(4) Écart réel 2010 vs Autorisé D-2010 022
	Publiées	Normalisées	Publiées	Normalisées		Normalisées
D et DM	4 119	4 315	4 197	4 378,8	4 263	52
DH	0	-	0	0	0	(0)
G et à forfait (T1, T2, T3)	1 156	1 190	1 171	1 203,9	1 201	(11)
G-9	131	131	130	130	129	2
M	1 858	1 873	1 843	1 859	1 859	14
L, LP, LA marginal	1 861	1 866	1 799	1 810	1 775	91
H	1	1	1	1	1	0
DT	154	166	160	170	163	3
Éclairage public et sentinelle	53	53	52	52	51	2
Contrats spéciaux	842	842	855	855	684	158
	10 175	10 437	10 209	10 461	10 126	311
Réseaux autonomes - D et DM	14	14	15	15	16	(2)
Réseaux autonomes - G et à forfait	9	9	10	10	10	(1)
Réseaux autonomes - G-9	1	1	1	1	0	1
Réseaux autonomes - M	4	4	4	4	4	(0)
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	0	-	0	0	0	(0)
	28	28	30	30	30	(2)
Total Ventes d'électricité du Distributeur	10 203	10 465	10 239	10 490	10 156	309
Conciliation						
Renversement de la provision réglementaire de 2009	-36	-36	-36	-36	-36	0
Provision réglementaire de 2010	11	11	11	11	11	0
Compte de nivellement de température	144		133			
Compte de frais reportés tarif maintien de la charge	4	4	1	1		4
Ventes d'électricité réglementaires	10 324	10 443	10 347	10 466	10 130	312

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

Réponse :

Tarifs D et DM : Les mises en chantier ont été supérieures aux prévisions en 2009 et 2010. Alors que le Distributeur prévoyait 37 000 mises en chantier pour l'année 2009 et 35 000 pour 2010 lors du dossier R-3708-2009, ce sont plutôt 43 403 et 51 363 unités qui ont été enregistrées. De même, le revenu personnel disponible a connu une croissance de 1,9 % en 2009 alors que le Distributeur anticipait une décroissance de -2,5 % en raison de la récession économique.

Tarifs G et M : La récession, moins forte qu'anticipée au Québec, s'est traduite par des ventes supérieures aux prévisions pour le secteur Commercial et institutionnel. Cette avance a plus que compensé le recul des ventes au secteur Industriel PME qui a été affecté par la plus forte concurrence asiatique, la reprise plus lente qu'escomptée aux États-Unis et l'appréciation du taux de change.

Tarif L : Les provisions pour fermeture prises lors du dossier R-3708-2009 ont pratiquement couvert les fermetures réelles pour 2010. Toutefois, la faible hydraulicité observée sur le réseau de Rio Tinto Alcan a entraîné la signature d'un contrat d'achat d'énergie supplémentaire sur le réseau hydro-québécois. Ce contrat temporaire, attribuable aux conditions climatiques de 2010, n'était pas prévu lors du dossier R-3708-2009. De plus, certains autres clients ont redressé leur production en cours d'année.

Contrats spéciaux : La provision pour fermeture prise lors de la demande R-3708-2009 a été trop importante en regard des fermetures réalisées en 2010. La faible hydraulicité observée sur le réseau de Rio Tinto Alcan a également entraîné des ventes supplémentaires sur le réseau d'Hydro-Québec.

- 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.

Réponse :

Le bénéfice réglementaire présenté pour l'année de base correspond historiquement au produit de la base de tarification de l'année de base et du taux de rendement autorisé par la Régie. Cette approche est celle utilisée depuis les premiers dossiers tarifaires du Distributeur à la Régie.

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.

Réponse :

Le demande plus forte que prévue de 233 M\$ Favorable ou 4 386 GWh se détaille comme suit :

TABLEAU R-4.1-A
DEMANDE PLUS FORTE QUE PRÉVUE PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS

	GWh	M\$
Résidentielle et agricole	655	50
Commerciale et institutionnelle	449	33
Industrielle hors contrats spéciaux	1 404	61
Contrats spéciaux	1 799	85
Autres	78	4
VENTES TOTALES ¹	4 386	233

¹ Voir tableau R-2.1-A pour les GWh.

Voir la réponse à la question 2.2 pour les explications concernant les causes des écarts.

- 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.

Réponse :

L'effet de la température totalisant 262 M\$ est entièrement couvert par les mécanismes réglementaires soit d'une part, par le compte de nivellement pour les écarts de revenus des composantes transport et distribution (144 M\$), et d'autre part, par le compte de *pass-on* pour la composante fourniture (118 M\$).

Le compte de *pass-on* sur les approvisionnements prend en compte tous les écarts de coûts d'approvisionnement net des écarts de revenus associés à la composante fourniture, qu'ils soient liés aux aléas climatiques ou économiques. Ainsi, l'écart favorable de revenus du compte de *pass-on* totalisant 52 M\$ en 2010, se compose d'un écart

favorable de 118 M\$ attribuable aux aléas climatiques, de même qu'un écart défavorable de 66 M\$ attribuable aux aléas économiques.

Le tableau R-4.2 détaille l'écart de revenus découlant des aléas climatiques par catégorie de consommateurs.

TABLEAU R-4.2
ÉCARTS DE REVENUS DE LA COMPOSANTE FOURNITURE ATTRIBUABLE AUX ALÉAS CLIMATIQUES

		Tarifs D	Tarif DT	Tarifs G	Tarif M	Tarif L	Total
Écarts de température ⁽¹⁾	GWh	(2 687,3)	44,2	(469,3)	(419,1)	(166,1)	(3 697,6)
Revenu unitaire du coût de fourniture ⁽²⁾	¢/kWh	3,32	2,88	3,01	2,79	2,61	
Écarts de revenus	M\$	(89)	1	(14)	(12)	(4)	(118)

(1) Référence Rapport annuel 2010, HQD-4, Doc 3.1, tableau 7.

(2) Référence Rapport annuel 2010, HQD-4, Doc 3.1, tableau 8.

- 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.

Réponse :

L'ajustement des contrats spéciaux neutralise entièrement les écarts de ventes et d'achats d'électricité liés à cette catégorie de consommateurs. Le tableau R-4.3 présente l'impact des contrats spéciaux sur le bénéfice net du Distributeur

TABLEAU R-4.3
IMPACT DES CONTRATS SPÉCIAUX SUR LE BÉNÉFICE NET DU DISTRIBUTEUR (M\$)

VENTES D'ÉLECTRICITÉ	
Demande plus forte que prévue <i>(inclus dans le 233 M\$ F du tableau 2 de la pièce HQD-2, document 3)</i>	85 F
Effet prix dû à la variation du prix de l'aluminium et du taux de change sur les ventes des contrats spéciaux <i>(inclus dans le tableau 2 de la pièce HQD-2, document 3)</i>	76 F
Autres effets prix sur les ventes des contrats spéciaux <i>(inclus dans le 2 M\$ F du tableau 2 de la pièce HQD-2, document 3)</i>	3 D
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ	
Coûts d'achats d'électricité dû à l'augmentation du volume des ventes d'électricité <i>(inclus dans l'écart cumulatif des achats d'électricité de 75 M\$ D du tableau 2 de la pièce HQD-2, document 3)</i>	62 D
Impact des contrats spéciaux avant ajustement	<u>96 F</u>
AJUSTEMENT DES CONTRATS SPÉCIAUX	
Augmentation de la demande des contrats spéciaux <i>(inclus dans le tableau 2 de la pièce HQD-2, document 3)</i>	22 D
Effet prix dû à la variation du prix de l'aluminium et du taux de change sur les ventes des contrats spéciaux <i>(inclus dans le tableau 2 de la pièce HQD-2, document 3)</i>	76 D
Autres effets prix sur les ventes de contrats spéciaux <i>(compensation de l'impact défavorable des autres effets prix inclus dans les ventes des contrats spéciaux - voir 3D ci-dessus)</i>	3 F
Ajustement total des contrats spéciaux ⁽¹⁾ <i>(voir tableau R-1.1 de la pièce HQD-12, document 1)</i>	<u>96 D</u>
IMPACT DES CONTRATS SPÉCIAUX SUR LE BÉNÉFICE NET DU DISTRIBUTEUR	<u>-</u>

⁽¹⁾ Les résultats sont calculés à partir de données non arrondies.

- 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.

Réponse :

L'effet défavorable des achats d'électricité de 75 M\$, lié à l'augmentation des ventes d'électricité, inclut les écarts de coûts d'approvisionnements de tous les tarifs. Toutefois, le compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité exclut les portions relatives aux contrats spéciaux et aux tarifs de gestion.

Le tableau R-4.4 concilie l'effet volume et prix sur les achats d'électricité inclus dans le compte de *pass-on*.

TABLEAU R-4.4
CONCILIATION DE L'EFFET VOLUME ET PRIX DU COMPTE DE PASS-ON (M\$)

Effet défavorable des achats d'électricité lié à l'augmentation du volume des ventes <i>(inclus dans le tableau 2 de la pièce HQD-2, document 3)</i>	75 D
moins	
Contrats spéciaux <i>(inclus dans l'écart cumulatif des achats d'électricité de 75 M\$ D du tableau 2 de la pièce HQD-2, document 3)</i>	62 D
Tarifs de gestion	8 D
plus	
Ajustement lié à l'entente cadre 2009 avec le Producteur <i>(pièce HQD-4, document 3.1, tableau 4)</i>	1 D
Effet volume et prix sur les achats d'électricité <i>(compensé par 6 M\$ F dans le pass-on pour l'achat d'électricité)</i>	6 D

- 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 :

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

Tableau 5.1 (en M\$)	2010 (projeté)	Ajust.	D-2010-022	2010 Réel	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 Réel	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.

Réponse :

TABLEAU R-5.1-A
APPROCHE GLOBALE RELATIVE AUX CHARGES D'EXPLOITATION POUR L'ANNÉE 2010 (M\$)

Composantes	Année témoin 2010	Ajustements liés à la décision	D-2010-022	Réel 2010	Écart Réel vs D-2010-022
Activités du Distributeur	1 197,1	(8,2)	1 188,9	1 162,6	(26,3)
Éléments spécifiques	137,8	1,2	139,0	133,2	(5,8)
Total	1 334,9	(7,0)	1 327,9	1 295,8	(32,1)

TABLEAU R-5.1-B
COMPOSANTES DES ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE L'ANNÉE 2010 (M\$)

Composantes	Année témoin 2010	Ajustements liés à la décision	D-2010-022	Réel 2010	Écart Réel vs D-2010-022
Coût de retraite	55,6	-	55,6	18,4	(37,2)
Automatisation du réseau	8,1	-	8,1	6,7	(1,4)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	9,6	-	9,6	6,0	(3,6)
Programme spécial visant à contrer la subutilisation d'énergie	5,4	-	5,4	5,8	0,4
Inspection et retraitement des poteaux de bois	7,5	-	7,5	6,9	(0,6)
Gestion des cours d'entreposage de poteaux	2,9	-	2,9	2,8	(0,1)
Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils	4,0	-	4,0	3,1	(0,9)
Mesures de sécurité cybernétique	8,7	-	8,7	7,0	(1,7)
Optimisation des systèmes clientèles (Étude préliminaire - Migration SIC)	4,0	-	4,0	3,6	(0,4)
Électrification du transport collectif	1,5	-	1,5	0,8	(0,7)
Rehaussement de la dépense pour mauvaises créances	28,3	-	28,3	70,6	42,3
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution	1,2	1,2	2,4	0,6	(1,8)
Mise à niveau du progiciel GE Smallworld	1,0	-	1,0	0,9	(0,1)
Total	137,8	1,2	139,0	133,2	(5,8)

5.2 Veuillez expliquer les écarts des activités du Distributeur et des éléments spécifiques.

Réponse :

Les principaux écarts liés aux activités du Distributeur s'expliquent comme suit :

- **Mauvaises créances (14,5 M\$ D) : Dépense de mauvaises créances pour les clients de grande puissance.**
- **Pannes majeures (3,5 M\$ D) : Le coût des pannes majeures a atteint 11,5 M\$ comparativement à la provision de 8 M\$ reconnue par la Régie.**
- **Autres charges d'exploitation (29 M\$ F) : Voir la réponse à la question 7.1.**
- **Frais corporatifs (13 M\$ F) : Diminution des frais corporatifs attribuable principalement à l'optimisation et au contrôle serré des dépenses des unités corporatives de même qu'à la diminution de leur part du coût de retraite.**

Les principaux écarts liés aux éléments spécifiques s'expliquent comme suit :

- **Coût de retraite (37,2 M\$ F) :**
Les rendements élevés de la caisse de retraite réalisés en 2009, ainsi que la révision à la hausse du rendement prévu à long terme ont eu pour impact de réduire le coût de retraite en 2010.
- **Stratégie pour la clientèle à faible revenu (3,6 M\$ F) :**
Le Distributeur poursuit ses efforts auprès des ménages à faible revenu. En 2010, la révision des seuils d'admissibilité a porté fruit et le Distributeur a été en mesure de conclure un nombre plus important d'ententes avec ces clients. Néanmoins, les sommes requises en 2010 pour le soutien aux ménages à faible revenu se situent à 3,6 M\$ sous le montant reconnu par la Régie. Cet écart s'explique par les éléments suivants :
 - Une réévaluation de la piste 3 visant à trouver des alternatives aux interruptions de service auprès des clients à faible revenu. Cette piste se concrétise dans l'amélioration de la prestation de service plutôt qu'en un impact sur la dépense pour mauvaises créances.
 - Un délai plus grand que prévu pour déployer complètement la piste 20 visant à trouver une solution pour les clients qui échouent une entente personnalisée ainsi que pour l'offre de l'entente personnalisée aux Premières Nations (piste 21) qui nécessite une approche différente. De par leur complexité respective, ces deux pistes de solution auront une évolution plus lente que prévue initialement.
- **Rehaussement de la dépense pour mauvaises créances (42,3 M\$ D) :**
En 2010, l'endettement de plusieurs ménages québécois combiné à la crise économique ont contribué au vieillissement notable des comptes à recevoir d'Hydro-Québec malgré les efforts importants de recouvrement déployés afin de réduire ce vieillissement.

À la fin 2010, ces efforts ont permis d'abaisser les comptes à recevoir âgés de 120 jours et moins légèrement sous le niveau du 31 décembre 2008 (voir tableau R-8.2-A). Cependant, le Distributeur constate que le niveau de ses comptes à recevoir de 121 jours et plus s'est détérioré et s'élève à 386 M\$ au 31 décembre 2010, comparativement à 279 M\$ autorisé (D-2010-022). Cette situation a engendré un dépassement de 4,3 M\$ de l'enveloppe reconnue par la Régie pour le rehaussement de la dépense pour mauvaises créances.

Par ailleurs, le Distributeur a jugé insuffisante sa provision pour les comptes à recevoir de 121 jours et plus, notamment suite à l'augmentation des comptes de plus de 300 jours. Une provision

spéciale additionnelle de 38 M\$ a donc été ajoutée au rehaussement de la dépense pour mauvaises créances.

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>Measures de sécurité cybernétique</i>	+2	-11
<i>Stratégie pour la clientèle à faible revenu</i>	+9	+4
<i>Programme spécial visant à contrer la subtilisation 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>	<u>+5</u>	<u>-4</u>
	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.

Réponse :

Le tableau R-6.1 quantifie en millions de \$ les composantes de l'écart de -199 ETC observé entre le réel 2010 et le montant autorisé. Ces écarts de coûts représentent la portion de masse salariale des éléments spécifiques présentés au tableau R-5.1-B et des activités de base du tableau R-5.1-A.

TABLEAU R-6.1
ÉCARTS RÉEL 2010 VERSUS D-2010-022

	Écarts réel 2010 vs D-2010-022	
	En ETC	En M\$
Variation des effectifs découlant des «Éléments spécifiques»		
Automatisation du réseau	(12)	(1,2)
Mesures de sécurité cybernétique	(11)	(1,3)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	4	0,5
Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie	(4)	(0,3)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	(5)	(0,7)
Optimisation des systèmes Clientèles (Étude préliminaire - Migration SIC)	(11)	(1,0)
Mise à niveau du progiciel GE Smallworld	(4)	(0,7)
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution	(4)	(0,8)
Variation découlant des activités de base	(152)	(10,0)
Total des écarts Réel 2010 versus D-2010-022	(199)	(15,5)

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.

Réponse :

L'écart favorable de 40 M\$ s'explique essentiellement par les éléments ci-dessous :

Activités du Distributeur

- La poursuite de la mise en place du nouveau modèle d'affaires visant l'amélioration de la performance opérationnelle a permis de dégager 18 M\$ du côté des activités Clientèle. La centralisation de la planification et du suivi des opérations des sites du centre de contacts et les ajustements du niveau de service offert aux différents segments de la clientèle affaires sont entre autres des actions qui ont permis de réduire la masse salariale ainsi que les coûts reliés aux effectifs.
- La variation à la baisse de la demande du Distributeur principalement en technologie de l'information et la réduction ponctuelle des projets de développement informatiques ont permis de diminuer les charges de services partagés de 11 M\$.

Éléments spécifiques

- Les éléments spécifiques du tableau R-5.1-B présentent un écart favorable de 8 M\$ dont 5,5 M\$ au niveau de la masse salariale (voir tableau R-6.1), si on exclut le « Coût de retraite » et la dépense pour mauvaises créances incluse dans les éléments spécifiques suivants « Rehaussement de la dépense pour mauvaises créances », « Stratégie pour la clientèle à faible revenu » et « Programme visant à contrer la subtilisation d'énergie ».

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.

Réponse :

TABLEAU R-8.1
MAUVAISES CRÉANCES (M\$)

	Réel 2009	D-2010-022	Année de base 2010	Réel 2010	Année témoin 2011
Clients grande puissance	2,2		16,1	14,5	
Enveloppe de base	45,1	46,4	45,1	47,5	45,6
Éléments spécifiques	24,5	36,6	39,0	75,8	31,7
Subtilisation d'énergie	1,9	0,8	1,6	1,5	1,1
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	1,1	7,5	7,5	3,7	9,6
Rehaussement de la dépense pour mauvaises créances	21,5	28,3	29,9	70,6	21,0
Mauvaises créances totales	71,8	83,0	100,2	137,8	77,3

- 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.

Réponse :

TABLEAU R-8.2-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	D-2010-022	Année de base 2010	Réel 2010	Année témoin 2011
0-30 jours	364	425	498	433	510	382	498		424	
31-120 jours	104	137	257	150	139	138	257	n/d	116	n/d
121 jours et +	146	267	279	356	372	436	279		386	
Total	614	829	1 034	939	1 021	956	1 034	1 040	926	1 137

TABLEAU R-8.2-B
ÉVOLUTION DU NOMBRE DE FAILLITE

	2009 (Réel au 31 août 2009)	Réel 2009	2010 (Réel au 31 août 2010)	D-2010-022	Année de base 2010	Réel 2010	Année témoin 2011
Résidentiel	7340	10 758	7 262	11 900	12 500	10 894	12 500
Commercial & Affaires	833	1 220	935	1 100	1 500	1 322	1 500
Total	8 173	11 978	8 197	13 000	14 000	12 216	14 000

Voir la réponse à la question 5.2. en ce qui concerne le rehaussement de la dépense pour mauvaises créances.

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)).

Réponse :

Conformément à la norme comptable canadienne 1506 « Modifications comptables », le Distributeur a procédé à la modification de la durée de vie utile des poteaux à compter de la date de finalisation du dossier, soit en novembre 2010.

La Régie a par ailleurs approuvé l'impact à la baisse de 30 M\$ sur la charge d'amortissement aux fins de l'établissement des tarifs au 1^{er} avril 2011.

- 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.

Réponse :

La révision des priorités d'affaires et la mise en place de mécanismes de gestion de portefeuille concernant les projets d'investissement en technologie de l'information se sont traduites par une diminution des besoins d'investissement et par le fait même, par une diminution du niveau des mises en service prévu.

Ainsi, le niveau des mises en service de ces actifs a diminué globalement de 32 M\$ par rapport à l'année témoin 2010, ce qui a eu pour impact de générer un écart favorable de 6 M\$ sur la charge d'amortissement des actifs incorporels.

Le Distributeur ne peut ventiler l'écart par projet car il s'agit de plusieurs petits projets d'investissements inférieurs à 10 M\$ regroupés dans une même enveloppe globale.

- 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.

Réponse :

Par « mécanismes de gestion de portefeuille », le Distributeur entend la fixation d'objectifs à atteindre et d'orientations à poursuivre en matière de technologie de l'information. Ainsi, tout en s'assurant d'un arrimage optimal de tous les projets, ceux respectant certains critères, tels que par exemple l'amélioration de l'efficacité des opérations du Distributeur ou l'optimisation des coûts évités, seront privilégiés par celui-ci.

La baisse constatée en 2010 des besoins d'investissement en technologies de l'information de même que la diminution des mises en service et de l'amortissement qui en découle avaient par ailleurs été annoncées dans l'année de base 2010 du dossier tarifaire R-3740-2010¹.

- 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.

Réponse :

Une nouvelle catégorie de logiciel (« Logiciel de moyenne durée ») ayant une durée de vie de 5 ans et regroupant des logiciels de type Maison, Exploitation, Infrastructure et Aide au développement a été créée par Hydro-Québec. Suite à cette création de catégorie, le Distributeur a analysé les logiciels inscrits à son registre des immobilisations afin d'identifier et de transférer ceux qui répondaient à la définition de la nouvelle catégorie.

Le changement de catégorie a généré un impact favorable de l'ordre de 8 M\$ sur la charge d'amortissement des actifs incorporels.

¹ HQD-8, Document 5, section 2.1.4 et HQD-8, Document 2, page 5.

Selon le Distributeur, il ne s'agit pas d'une révision de durée de vie puisque la catégorie de logiciel avec une durée de vie de 3 ans ("Logiciel de courte durée") est toujours existante.

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.

Réponse :

L'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels débute le mois suivant la mise en service.

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.

Réponse :

Tel que mentionné dans le rapport annuel 2010 à la pièce HQD-2, document 3, page 8, en ce qui a trait à l'application de la loi 100 pour Hydro-Québec, le budget provincial 2011-2012 de mars 2011 fait état d'un effort additionnel de 25 M\$ sur le bénéfice net plutôt que de réductions des dépenses de nature administrative.

La gestion rigoureuse de l'ensemble des coûts et la bonne performance de tous les secteurs de l'entreprise ont permis de réaliser l'effort demandé.

10.2 Veuillez indiquer l'impact lié à l'indexation des salaires de base de son personnel cadre de 0,5 %.

Réponse :

En 2010, aucun impact n'est lié à l'indexation des salaires de base du personnel cadre de 0,5 % puisqu'à Hydro-Québec, les ajustements économiques applicables aux salaires et échelles salariales sont octroyés au 1^{er} janvier de chaque année. Ces augmentations sont accordées selon les pourcentages approuvés par le Conseil d'administration pour le personnel non régi par convention collective ou négociés pour le personnel régi par convention collective.

Puisque la Loi 100 stipule que les majorations salariales s'appliquent pour les périodes débutant le 1^{er} avril de chacune des années 2010 à 2014 inclusivement², Hydro-Québec a appliqué les ajustements décrétés pour les cadres des classes 7 et plus à compter du 1^{er} janvier 2011, et les appliquera à chacune des années suivantes jusqu'en 2015 inclusivement.

² Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette, 2010, c.20, article 2

- 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.

Réponse :

Depuis le début de la fixation des tarifs par la Régie, l'approche a produit un résultat près du rendement autorisé, en moyenne sur la période de sept ans, soit un léger dépassement de 0,81 %, découlant autant des écarts positifs que négatifs réalisés.

En conséquence, le Distributeur est d'avis qu'il n'y a pas lieu pour le moment d'étudier un mécanisme de partage des excédents ou déficits de rendement.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1

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.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il n'y a eu 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.

Réponse :

Le recours aux transactions de couverture n'a pas pour objectif de réduire les coûts d'approvisionnement, mais plutôt d'atténuer les fluctuations qui pourraient accroître les risques financiers du Distributeur. De plus, l'utilisation d'instruments tels que les dérivés financiers comporte un coût additionnel, soit celui associé aux frais de transaction de tels instruments.

Voir également la réponse à la question 25.3 de la demande de renseignement no.2 de la Régie du dossier R-3748-2010.

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*.

Réponse :

Le Distributeur tient tout d'abord à souligner que l'écart Réel/D-2010-022 de 22,5 M\$ lié à la moyenne 13 soldes de la rubrique *Immobilisations en exploitation* est comparable à l'écart Année de base/D-2010-022 annoncé dans le cadre du dossier tarifaire R-3740-2010.

La moyenne 13 soldes étant la résultante de l'évolution en 2010 des immobilisations en exploitation, le tableau R-13.1 en compare les composantes.

TABLEAU R-13.1
COMPARAISON DE L'ÉVOLUTION DES IMMOBILISATIONS EN EXPLOITATION (M\$)

Immobilisations en exploitation	Solde au 01/01/2010	Mises en service 2010	Amortissement 2010	Régularisations / Retraits	Solde au 31/12/2010	Moyenne 13 soldes 2010
D-2010-022	8 188,4	739,0	(571,1)	(50,3)	8 306,0	8 177,2
Année de base	8 210,7	686,6	(570,7)	(43,6)	8 283,0	8 200,5
Réel	8 220,2	651,0	(565,7)	(52,5)	8 253,0	8 199,7
Écart Réel 2010 / D-2010-022	31,8	(88,0)	5,4	(2,2)	(53,0)	22,5

À la lumière du tableau, on constate les éléments suivants :

- **solde d'ouverture au 1^{er} janvier 2010 :** le solde d'ouverture réel 2010 des immobilisations en exploitation (8 220,2 M\$) est supérieur à ce qui avait été anticipé lors de la préparation de l'année témoin 2010 (8 188,4 M\$). En effet, la décision D-2010-022 demandant une réduction de 50 M\$ sur la moyenne 13 soldes ayant été émise le 4 mars 2010, le Distributeur n'a pu agir sur le solde d'ouverture ni sur les premiers mois de l'année 2010.
- **mises en service :** les mises en services réelles ont été inférieures de 88 M\$ à celles autorisées comparativement à un écart de 52,4 M\$ année de base vs autorisé. Étant donné que les moyens pris par le Distributeur afin de répondre à la demande de la Régie n'ont pu débuter qu'à compter d'avril 2010, des

efforts considérables de réduction des mises en service ont dû être déployés pour contrer l'effet du solde d'ouverture élevé de 2010.

- solde au 31 décembre 2010: Conséquemment aux deux éléments mentionnés ci-dessus, le solde réel au 31 décembre 2010 (8 253,0 M\$) est inférieur à ce qui avait été anticipé lors de la préparation de l'année témoin 2010 (8 306,0 M\$).

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1.

13.3 Veuillez ventiler par composantes les données liées aux *Frais reportés* du tableau 9. Veuillez expliquer les écarts.

Réponse :

Le tableau R-13.3 ventile par composantes les données liées aux frais reportés.

TABLEAU R-13.3
FRAIS REPORTÉS 2010 – MOYENNE 13 SOLDES (M\$)

Composantes	2010		
	Réel	Autorisé D-2010-022	Variations
Programmes commerciaux	2,7	2,2	0,5
Plan global en efficacité énergétique	634,4	636,5	(2,1)
Programmes et activités de l'AEÉ	40,4	41,6	(1,2)
Frais reportés du tarif BT	31,3	31,3	(0,0)
Actif au titre des prestations constituées	603,8	637,1	(33,3)
Contributions à des projets de raccordements	57,3	57,0	0,3
Frais reportés - compte de nivellement	50,4	50,4	0,0
Contributions à des postes de départ privés	14,9	9,6	5,3
Total	1 435,3	1 465,7	(30,4)

Les principaux écarts s'expliquent comme suit :

- **Actif au titre des prestations constituées** : La diminution constatée provient, entre autres, des ajustements apportés à la structure organisationnelle du Distributeur. Cet écart est cependant partiellement contrebalancé par la réduction du coût de retraite, diminution observée en raison des rendements élevés de la caisse de retraite réalisés en 2009 et de la révision à la hausse du rendement prévu à long terme.
- **Contributions à des postes de départ privés** : L'écart est dû à un solde d'ouverture réel au 1^{er} janvier 2010 supérieur à ce qui avait été prévu lors de l'établissement de l'année de base 2009, attribuable à des mises en service supérieures en 2009.

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.

Réponse :

Le Distributeur confirme être en mesure de déposer cette information à partir du prochain dépôt du rapport annuel.

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.

Réponse :

Le passage aux normes internationales IFRS a nécessité de revoir le découpage des composantes des actifs d'Hydro-Québec. Pour le Distributeur, cette revue s'est traduite par une mise en conformité de certaines catégories de ses immobilisations corporelles. Les travaux de mise en conformité ont mené à des retraits d'actifs, à des fermetures, à des fusions ainsi qu'à des scissions de catégories d'actifs.

Ceci complète les travaux de mise en conformité effectués dans le cadre du dossier IFRS.

Le tableau R-14.1 détaille le 19 M\$ de retraits d'actifs par composantes

TABLEAU R-14.1
RETRAITS D'ACTIFS PAR COMPOSANTES

Composantes	Retraits (en M\$)
Condensateurs	0,6
Régulateurs	1,4
Sectionneurs	1,0
Disjoncteurs	2,3
Boîtes de jonction	3,1
Indicateurs de défaut	2,5
Coupe circuit	3,2
Cabinets de protection	3,0
Interrupteurs	1,9
Total	19,0

- 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.

Réponse :

Les ajustements apportés à la structure organisationnelle du Distributeur ont fait diminuer le solde des avantages complémentaires de retraite ainsi que celui de l'actif au titre des prestations constituées, et par conséquent, le coût en capital de ce dernier. Cependant, cette diminution est contrebalancée par la hausse du rendement des fournisseurs internes du Distributeur et ainsi, aucun écart ne peut être constaté par rapport au montant autorisé.

- 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.

Réponse :

TABLEAU R-15.2
IMPACTS DES AJUSTEMENTS ORGANISATIONNELS (M\$)

Impacts des ajustements organisationnels (M\$)	
Réduction des charges occasionnée par le transfert d'activités	(77,5)
Charges brutes directes	(58,2)
<i>Masse salariale</i>	<i>(45,1)</i>
<i>Autres charges directes</i>	<i>(13,1)</i>
Charges de services partagés	(16,8)
Impact de l'ajustement de l'ATPC/PTPC sur le coût en capital	(2,5)
Nouveaux services facturés au Distributeur suite au transfert d'activités	77,5
Charges de services partagés	75,0
Rendement des fournisseurs internes	2,5
Impact net sur les revenus requis	-

Il est à noter qu'aucun des ajustements organisationnels présentés au tableau ci-dessus n'a été reflété dans l'année témoin 2010 du dossier R-3708-2009, lequel a fait l'objet de la décision D-2010-022 rendue par la Régie le 4 mars 2010.

- 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.

Réponse :

L'évolution de tous les comptes de frais reportés est présentée au rapport annuel et ce, dans différentes pièces.

Le tableau suivant présente l'ensemble des comptes de frais reportés qu'ils soient hors base et/ou inclus à la base de tarification du Distributeur au 31 décembre 2010. La colonne « Référence » renvoie aux pièces du rapport annuel qui présentent l'évolution de ces comptes.

TABLEAU R-16.1-A
SOMMAIRE DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS HORS BASE ET
INCLUS DANS LA BASE DE TARIFICATION (M\$)

	Référence	Solde au 31 décembre 2010		
		Hors Base	Inclus dans la base de tarification	Total
Programmes commerciaux	HQD-4, doc 2 tabl. 4	-	3,2	3,2
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	HQD-4, doc 2 tabl. 4	-	756,3	756,3
Programmes et activités de l'AEÉ	HQD-4, doc 2 tabl. 4	-	102,2	102,2
Frais reportés du tarif BT	HQD-4, doc 2 tabl. 4	-	10,4	10,4
Actif au titre des prestations constituées	HQD-4, doc 2 tabl. 4	-	699,4	699,4
Contributions à des projets de raccordement	HQD-4, doc 2 tabl. 4	-	54,8	54,8
Compte de nivellement pour aléas climatiques	HQD-4, doc 2 tabl. 4 HQD-4, doc 3.1 tabl. 5	161,9	50,4	212,4
Contributions à des postes de départ privés	HQD-4, doc 2 tabl.4	-	14,5	14,5
Pass-on pour l'achat d'électricité	HQD-4, doc 3.1 tabl. 3	51,5	-	51,5
Frais reportés de transport	HQD-4, doc 3.1 tabl. 2	16,8	-	16,8
Frais reportés de combustibles	HQD-4, doc 3.1 tabl. 10	(3,4)	-	(3,4)
Frais reportés liés au tarif de maintien de la charge	HQD-4, doc 3.2 tabl. 1	3,5	-	3,5
Frais reportés - Projets majeurs	HQD-6, doc 13 tabl.1 Projet OSC	4,6	-	4,6
TOTAL DES COMPTES AU 31 DÉCEMBRE 2010		234,9	1 691,2	1 926,3

Pour les projets majeurs, seuls le projet Optimisation des systèmes clientèle (OSC) a fait l'objet d'un suivi à la pièce HQD-6, Document 13.

L'évolution des comptes de frais reportés relatifs aux projets majeurs Lecture à distance « LAD » et CATVAR n'a pas été présentée au rapport annuel 2010 puisque ces deux projets n'avaient pas encore fait l'objet d'une décision de la Régie au moment du dépôt du rapport annuel. Le tableau R-16.1-B présente l'évolution 2010 de l'ensemble des comptes de frais reportés relatifs aux projets majeurs.

TABLEAU R-16.1-B
ÉVOLUTION DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS
PROJETS MAJEURS (M\$)

Projet LAD - Travaux préparatoires			
Hors base de tarification	Charges d'exploitation	Intérêts	Solde du compte
Opérations en 2010			
Charges d'exploitation de 2010	2,0		2,0
<i>Masse salariale</i>	1,2		1,2
<i>Charges de services partagés</i>	2,2		2,2
<i>Coûts capitalisés</i>	-1,4		-1,4
Intérêts sur les frais reportés 2010		0,1	0,1
Solde au 31 décembre 2010	2,0	0,1	2,1

Projet CATVAR			
Hors base de tarification	Charges d'exploitation	Intérêts	Solde du compte
Opérations en 2010			
Charges d'exploitation de 2010	0,01		0,01
<i>Autres charges directes</i>	0,01		0,01
Solde au 31 décembre 2010	0,01	0,0	0,01

Projet OSC			
Hors base de tarification	Charges d'exploitation	Intérêts	Solde du compte
Opérations en 2010			
Charges d'exploitation de 2010	2,5		2,5
<i>Facturation interne</i>	2,5		2,5
Solde au 31 décembre 2010	2,5	0,0	2,5

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question précédente.

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.

Réponse :

**TABLEAU R-17.1
CONCILIATION DE LA RUBRIQUE "AUTRES" DE LA NOTE 3 DU RAPPORT ANNUEL
STATUTAIRE ET DE LA BASE DE TARIFICATION (PIÈCE HQD-2, DOCUMENT 2)**

Composantes	Rapport annuel statutaire	Conciliation	HQD - 2, Document 2		
			Actif total	Ajustements	Base de tarification
		(a)			
Programmes commerciaux	3,0	0,1	3,1		3,1
Frais reportés - Contributions à des postes de départ privés	2,0	(0,4)	1,6	12,9 (b)	14,5
Frais reportés - Projets majeurs	5,0	(0,4)	4,6	(4,6) (c)	-
Frais reportés liés au tarif de maintien de la charge	3,0	0,5	3,5	(3,5) (d)	-
Autres - HQT	17,0	(17,0)	-		-
Total	30,0	(17,2)	12,8	4,8	17,6

- (a) Au statutaire, présentation des arrondis au million près comparativement à une présentation des arrondis au millier près au réglementaire
- (b) Reclassement des contributions à des postes de départ privés à la rubrique "Frais reportés - Contributions à des postes de départ privés"
- (c) Projets majeurs, travaux en cours qui sont exclus de la base de tarification jusqu'au moment de leur mise en service:
Projet de lecture à distance (LAD) 2,1 M\$ et projet d'Optimisation des systèmes clientèles (OSC) 2,5 M\$
- (d) Actifs qui sont exclus de la base de tarification

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)

1
2

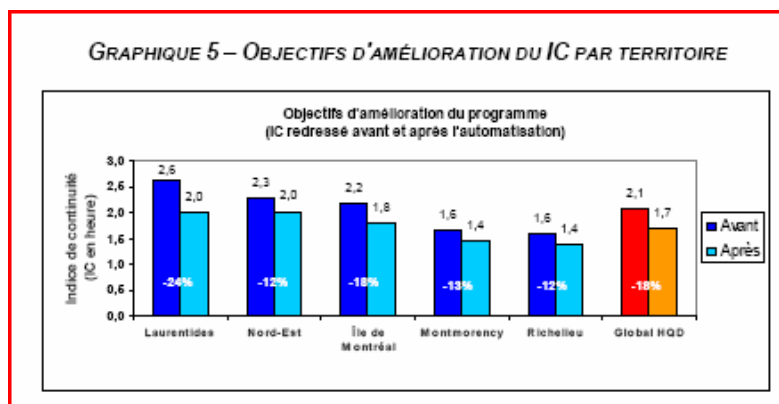
TABLEAU 5
INDICATEURS DE GESTION 2010

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	6*	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.

Réponse :

Les indicateurs de gestion reliés à la performance du réseau, présentés au Tableau 5, sont exprimés pour la totalité du réseau.

Le tableau suivant présente les résultats de l'indicateur *Amélioration de l'indice de continuité de service* incluant celui pour les lignes visées par le programme. Pour l'indicateur *Nombre de clients ayant un IC de plus de 4 heures par année (240 minutes)*, voir la réponse à la question 18.3.

R-18.1
AMÉLIORATION DE L'INDICE DE CONTINUITÉ DE SERVICE* (EN MINUTES)

	2008	2009	2010
Totalité du réseau	6	8	10
Lignes visées par le programme	11	15	17

* Résultats estimés selon la méthodologie retenue par le Distributeur

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.

Réponse :

L'outil et les méthodes utilisées consistent à simuler chacune des lignes du réseau de distribution de la province selon deux types de scénario de rétablissement différents, soit : un scénario avec rétablissement télécommandé et un scénario sans rétablissement télécommandé. Les gains de l'année 2010 proviennent de la différence obtenue entre les résultats des 2 scénarios et ce, pour toutes les lignes télécommandées au 31 décembre 2010.

Les résultats obtenus dépendent des paramètres et hypothèses de calculs utilisés dans l'outil de simulation. Les principaux paramètres et hypothèses considérés pour le modèle de calcul sont le taux de défaillance (panne par km) et le temps de déplacement initial (entre le centre de service et le poste de distribution). Pour les besoins de la simulation, une analyse exhaustive des pannes historiques a donc été effectuée afin de modéliser le plus fidèlement possible la réalité.

Les autres délais d'intervention servant à la modélisation des scénarios de rétablissement (ex. : temps de réparation, temps de patrouille, temps de manœuvre par télécommande et temps de manœuvre manuelle) sont basés sur des valeurs empiriques ou des analyses de pannes réelles.

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.

Réponse :

Le paramètre « taux de défaillance » associé à chacune des lignes de distribution et utilisé dans l'outil de simulation est fondé sur l'historique des interruptions réelles 2002-2007. L'outil de simulation exclut du modèle de calcul les interruptions programmées, les interruptions causées par des événements majeurs ainsi que celles causées par le Transporteur.

De plus, dans le but de raffiner les résultats, le paramètre « temps de déplacement initial » a été fixé en fonction de la distance entre le centre de service et le poste de distribution. Ainsi, les gains attribuables à la télécommande d'appareils du Programme d'automatisation du réseau sont influencés par le temps que prend une équipe de monteurs pour se rendre à la ligne en défaut.

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.

Réponse :

R-18.3
**NOMBRE DE CLIENTS AYANT UN INDICE DE CONTINUITÉ SUPÉRIEUR À 4 HEURES
PAR ANNÉE (240 MINUTES)* (%)**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Totalité du réseau	13,2	11,5	10,3	9,3	8,7	8,5
Lignes visées par le programme	18,5	17,4	15,4	13,7	12,5	12,0

* Résultats estimés selon la méthodologie retenue par le Distributeur

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.

Réponse :

Tous les efforts sont mis en œuvre pour assurer l'atteinte de l'objectif annoncé à la fin du Programme d'automatisation du réseau. Le Distributeur est confiant de l'atteinte de l'objectif et fera état de l'amélioration escomptée de 15 minutes de l'indice de continuité de service dans son rapport annuel 2011.

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.

Réponse :

Les analyses du Distributeur sont en cours.

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.

Réponse :

Étant donné que toutes les analyses ne sont pas terminées, le Distributeur n'est pas encore en mesure de se prononcer de façon définitive sur les coûts estimés du projet, ni quant à son échéancier. Le Distributeur peut toutefois dès maintenant annoncer que la mise en service de la ligne sera retardée d'au moins une autre année.

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.

Réponse :

En octobre et décembre 2010, Hydro-Québec a fait des rachats anticipés de sa dette JK pour un notionnel total de 180 M\$. Au 31 décembre 2010, le solde en cours est réduit de ce montant et s'établit donc à 745 M\$.

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.

Réponse :

Le tableau suivant présente les soldes mensuels de la dette pour l'année 2010 projetée.

TABLEAU R-20.2
SOLDES MENSUELS DE LA DETTE (EN M\$) – ANNÉE 2010 PROJETÉE

	1 ^{er} janvier	31 janvier	28 février	31 mars	30 avril	31 mai	30 juin	31 juillet	31 août	30 sept.	31 oct.	30 nov.	31 déc.	Moyenne 13 soldes
Dettes à long terme	36 457	36 444	36 423	36 407	36 369	36 353	36 831	36 817	36 656	36 634	36 807	37 581	37 557	
Swaps LT	(846)	(824)	(803)	(781)	(765)	(679)	(623)	(573)	(548)	(519)	(458)	(432)	(406)	
Autres dettes	105	103	104	103	103	103	103	97	101	101	86	85	86	
Dette à long terme	35 716	35 723	35 724	35 729	35 707	35 777	36 311	36 341	36 209	36 216	36 435	37 234	37 237	36 181
Dette à perpétuité	352	351	350	349	348	347	346	345	344	343	342	341	340	346
Dette à LT et à perpétuité	36 068	36 074	36 074	36 078	36 055	36 124	36 657	36 686	36 553	36 559	36 777	37 575	37 577	36 527
Cumul des résultats étendus	1 106	1 124	1 131	1 138	1 145	1 088	1 064	1 046	1 053	1 055	1 026	1 033	1 039	1 081
Ajustements														
Solde des radiations norme 1650	(970)	(970)	(970)	(970)	(970)	(970)	(970)	(970)	(970)	(970)	(970)	(970)	(970)	(970)
Solde des radiations nouvelles normes 2007	177	176	174	172	170	168	166	164	162	160	159	157	155	166
Autres éléments dans valeur de la dette et des swaps non inclus au numérateur	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516
Dénominateur	36 897	36 920	36 925	36 934	36 916	36 926	37 433	37 442	37 314	37 320	37 508	38 311	38 317	37 320