

**COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES
ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS POUR
L'ANNÉE 2012**

1 ÉTATS FINANCIERS DU DISTRIBUTEUR

1 Les tableaux suivants comparent l'état des résultats des activités réglementées de
2 l'exercice financier 2012 présenté à la pièce HQD-2, document 2.1, aux revenus requis
3 reconnus en vertu de la décision D-2012-024.

4 Le tableau 1 présente la comparaison des résultats réglementaires par rapport aux
5 revenus requis reconnus tenant compte de l'impact de l'ensemble des ajustements
6 organisationnels survenus au cours de l'année 2012 ainsi que des reclassements relatifs
7 à LAD (voir pièce HQD-1, document 1, section 1.4.2).

8 Le tableau 2 intègre d'une part, le détail des revenus requis déposé suite à la mise à jour
9 découlant de la décision D-2012-024 et d'autre part, les impacts des différents
10 ajustements organisationnels reflétés dans le dossier R-3814-2012 (voir la pièce HQD-1,
11 document 3, tableau 1). Aucun ajustement organisationnel n'est survenu suite au dépôt
12 du dossier R-3814-2012. Par ailleurs, la comparaison des différentes rubriques est
13 établie entre les données réelles et les données résultant de la décision D-2012-024
14 intégrant tous les ajustements organisationnels relatifs à 2012 ainsi que des
15 reclassements relatifs à LAD.

**TABLEAU 1
COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES
ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS (D-2012-024) POUR L'ANNÉE 2012 (M\$)**

	Résultats réglementaires	Revenus requis D-2012-024 ¹	Revenus requis D-2012-024 ajustée ²	Écart (résultats réglementaires vs revenus requis 2012-024 ajustée)
REVENUS	10 605,2	10 766,7	10 766,3	-161,1
Ventes d'électricité	10 366,8	10 547,0	10 547,0	-180,2
Revenus autres que ventes d'électricité	238,4	219,7	219,3	19,1
Facturation externe émise	95,1	104,8	104,4	-9,3
Facturation interne émise	77,0	74,8	74,8	2,2
Récupération de coûts	64,5	38,3	38,3	26,2
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	1,8	1,8	1,8	0,0
CHARGES / REVENUS REQUIS*	10 269,7	10 541,6	10 542,2	-272,5
Charges d'exploitation	1 335,4	1 339,4	1 339,1	-3,7
Charges brutes directes	1 108,3	1 152,5	1 130,9	-22,6
Charges de services partagés	513,3	521,9	533,8	-20,5
Coûts capitalisés	-316,1	-368,4	-359,0	42,9
Frais corporatifs	29,9	33,4	33,4	-3,5
Achats	7 479,8	7 693,1	7 693,1	-213,3
Achats d'électricité	4 895,9	5 109,2	5 109,2	-213,3
<i>Patrimoniale</i>	4 230,0	4 448,0	4 448,0	-218,0
<i>Postpatrimoniale et Tarif de gestion et énergie de secours</i>	665,9	661,2	661,2	4,7
Service de transport	2 583,9	2 583,9	2 583,9	0,0
Autres charges	1 016,6	1 045,7	1 048,5	-31,9
Achats de combustible	83,6	83,6	83,6	0,0
Amortissement et déclassement	884,8	929,4	909,7	-24,9
Compte d'écarts - projets majeurs	-4,6	-21,5	1,0	-5,6
Taxes	52,8	54,2	54,2	-1,4
Charge de désactualisation	1,9	2,0	2,0	-0,1
Frais financiers / Coût des capitaux empruntés	436,0	461,4	459,5	-23,5
BÉNÉFICE NET RÉGLEMENTÉ	335,5	225,1	224,1	111,4

1 Décision D-2012-024 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation.

2 Décision D-2012-024 incluant l'impact des ajustements organisationnels et des reclassements relatifs à LAD.

* Revenus requis excluant le coût des capitaux propres lequel correspond au bénéfice net réglementé.

TABLEAU 2
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2012 (M\$)

COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS	D-2012-024 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2012-024 (3)	Reclassements LAD (4)	D-2012-024 ajustée (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2012-024 ajustée (5)
REVENUS REQUIS	10 766,7	0,0	10 766,7	-0,4	10 766,3	10 549,3	10 605,2	-161,1
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	7 693,1		7 693,1		7 693,1	7 485,0	7 479,8	-213,3
• Achats d'électricité	5 109,2		5 109,2		5 109,2	4 901,1	4 895,9	-213,3
Patrimoniale	4 590,3		4 590,3		4 590,3	4 467,5	4 468,0	-122,3
Postpatrimoniale	641,8		641,8		641,8	665,0	642,7	0,9
Tarif de gestion et énergie de secours						3,0	8,0	8,0
Ajustement des contrats spéciaux	-142,3		-142,3		-142,3	-245,5	-238,0	-95,7
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2010	27,6		27,6		27,6	27,6	27,6	
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2011	-8,2		-8,2		-8,2	-8,2	-8,2	
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2012						-8,3	-4,2	-4,2
• Service de transport	2 583,9		2 583,9		2 583,9	2 583,9	2 583,9	0,0
Charge locale	2 641,3		2 641,3		2 641,3	2 624,4	2 624,4	-16,9
Compte d'écarts 2011	-47,8		-47,8		-47,8	-47,8	-47,8	
Compte d'écarts 2012						16,9	16,9	16,9
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2010	-1,2		-1,2		-1,2	-1,2	-1,2	
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2011	-8,4		-8,4		-8,4	-8,4	-8,4	
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	3 073,6	0,0	3 073,6	-0,4	3 073,2	3 064,3	3 125,4	52,2
Charges d'exploitation	1 339,4	0,1	1 339,5	-0,4	1 339,1	1 373,4	1 335,4	-3,7
• Charges brutes directes	1 152,5	-13,1	1 139,4	-8,5	1 130,9	1 162,8	1 108,3	-22,6
Masse salariale	705,6	-10,3	695,3	-8,0	687,3	672,4	638,3	-49,0
Salaire de base	504,3	-7,4	496,9	-6,3	490,6	478,9	447,8	-42,8
Temps supplémentaire	44,6	-0,1	44,5		44,5	44,4	45,1	0,6
Primes et revenus divers	45,0	-0,5	44,5		44,5	43,6	46,5	2,0
Régime d'intéressement corporatif	15,3	-0,5	14,8		14,8	14,8	16,9	2,1
Rémunération incitative selon la performance	5,8		5,8		5,8	5,3	5,0	-0,8
Autres primes	23,9		23,9		23,9	23,5	24,6	0,7
Avantages sociaux	111,7	-2,3	109,4	-1,7	107,7	105,5	98,9	-8,8
Avantages sociaux - Coût de retraite	45,8	-1,4	44,4		44,4	54,0	43,6	-0,8
Compte d'écarts - Coût de retraite	-31,3		-31,3		-31,3	-39,5	-30,5	0,8
Avantages sociaux - Autres	83,1	-0,9	82,2	-1,7	80,5	78,6	73,4	-7,1
Autres avantages complémentaires de retraite - Retraités	14,1		14,1		14,1	12,4	12,4	-1,7
Autres charges directes	446,9	-2,8	444,1	-0,5	443,6	490,4	470,0	26,4
Dépenses de personnel et indemnités	22,2	-0,5	21,7		21,7	18,8	15,4	-6,3
Services externes et ressources financières	297,2	-1,7	295,5	-0,1	295,4	291,5	276,3	-19,1
Services externes	208,1	-1,7	206,4	-12,9	193,5	194,3	174,7	-18,8
Services professionnels	42,6	-1,7	40,9		40,9	45,7	24,6	-16,3
Maîtrise de la végétation	62,5		62,5		62,5	60,0	66,3	3,8
Courrier, messagerie	18,4		18,4		18,4	18,2	19,3	0,9
Autres	84,6		84,6	-12,9	71,7	70,4	64,5	-7,2
Ressources financières	89,1		89,1	12,8	101,9	97,2	101,6	-0,3
Mauvaises créances	74,1		74,1		74,1	81,7	86,6	12,5
Comptes à recevoir, intérêts et autres	3,4		3,4	0,3	3,7	5,6	18,3	14,6
Provision - Pannes majeures	8,0		8,0		8,0	8,0		-8,0
Compte d'écarts - Pannes majeures							-8,1	-8,1
Compte d'écarts - Projets majeurs	3,6		3,6	12,5	16,1	1,9	4,8	-11,3
Compte d'écarts - Projet OSC	16,1		16,1		16,1	9,9	9,9	-6,2
Compte d'écarts - Projet LAD	-12,5		-12,5	12,5	-8,0	-8,0	-5,1	-5,1
Stock, achats, locations et autres	127,5	-0,6	126,9	-0,4	126,5	180,1	178,3	51,8

(suite du tableau à la page suivante)

(1) Décision D-2012-024 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation.

(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-3814-2012, HQD-1, document 3, tableau 1.

(3) Décision D-2012-024 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-3814-2012, HQD-1, document 3, tableau 1.

(4) Reclassements relatifs à LAD, tels que demandés par la Régie dans la décision D-2013-037, par. 184. La contrepartie du montant de -0,4 M\$ aux charges d'exploitation est comptabilisée dans la rubrique facturation interne émise des revenus autres que ventes d'électricité du tableau 1.

(5) Décision D-2012-024 incluant l'impact des ajustements organisationnels et des reclassements relatifs à LAD.

(6) Année de base 2012, tel que présenté au dossier R-3814-2012.

TABLEAU 2
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2012 (M\$) (SUITE)

COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS	D-2012-024 (1)	Ajustements organisationnels (2)	D-2012-024 (3)	Reclassements LAD (4)	D-2012-024 ajustée (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2012-024 ajustée (5)
• Charges de services partagés	521,9	11,9	533,8		533,8	532,4	513,3	-20,5
Centre de services partagés	166,1	-1,2	164,9		164,9	164,9	157,3	-7,6
Acquisition	6,0		6,0		6,0	6,0	5,2	-0,8
Immobilier	68,0	-1,0	67,0		67,0	67,1	63,9	-3,1
Gestion du matériel	36,7		36,7		36,7	36,5	32,7	-4,0
Alimentation et hébergement	0,2		0,2		0,2	0,2	0,2	
Services alimentaires	1,4		1,4		1,4	1,4	1,4	
Transport aérien	1,8		1,8		1,8	1,8	1,8	
Gestion documentaire	5,0	-0,1	4,9		4,9	4,9	4,5	-0,4
Environnement							4,1	4,1
Services de transport	47,0	-0,1	46,9		46,9	47,0	43,5	-3,4
Groupe Technologie	235,3	3,2	238,5		238,5	238,6	224,2	-14,3
Télécommunications	74,7	-3,0	71,7		71,7	71,8	69,8	-1,9
Communication de base	26,5	-0,4	26,1		26,1	26,1	25,7	-0,4
Radios mobiles	23,6		23,6		23,6	23,6	23,6	
Conduite du réseau	3,6		3,6		3,6	3,6	3,6	
Postes et centrales	0,9		0,9		0,9	0,9	0,9	
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres	18,8	-2,6	16,2		16,2	16,3	14,7	-1,5
Sécurité cybernétique	1,3		1,3		1,3	1,3	1,3	
Innovation	25,6		25,6		25,6	25,7	21,0	-4,6
Innovation technologique	20,4		20,4		20,4	20,5	17,1	-3,3
Soutien technique	5,2		5,2		5,2	5,2	3,9	-1,3
Technologies de l'information	135,0	6,2	141,2		141,2	141,1	133,4	-7,8
Services de base	13,3	4,3	17,6		17,6	17,6	17,6	
Services de bureautique	20,4	-0,4	20,0		20,0	19,9	19,9	-0,1
Services de développement	33,0	3,1	36,1		36,1	36,1	28,7	-7,4
Services d'exploitation	61,2	-0,8	60,4		60,4	60,4	60,1	-0,3
Sécurité cybernétique	7,1		7,1		7,1	7,1	7,1	
Unités corporatives	112,3	10,6	122,9		122,9	122,9	123,6	0,7
Finances	19,3	2,7	22,0		22,0	22,0	22,4	0,4
Ressources humaines	79,3	-6,7	72,6		72,6	72,6	72,1	-0,5
Affaires corporatives et secrétariat général	13,7	14,6	28,3		28,3	28,3	29,1	0,8
Sécurité industrielle	7,4	7,7	15,1		15,1	15,1	15,3	0,2
Affaires juridiques	5,0		5,0		5,0	5,0	4,9	-0,1
Autres unités	1,3	6,9	8,2		8,2	8,2	8,9	0,7
Hydro-Québec TransÉnergie	4,0	-0,3	3,7		3,7	3,9	4,5	0,8
Hydro-Québec Production	1,9	-0,3	1,6		1,6	1,6	1,7	0,1
Hydro-Québec Équipement	1,8		1,8		1,8	1,9	3,5	1,7
Variation du coût de retraite non réparti par produits						6,4	1,5	1,5
Compte d'écarts - Coût de retraite	-6,9		-6,9		-6,9	-13,3	-8,4	-1,5
Rendement des fournisseurs	7,4		7,4		7,4	5,5	5,4	-2,0
Centre de services partagés	2,7		2,7		2,7	1,9	1,9	-0,8
Groupe Technologie	4,7		4,7		4,7	3,6	3,5	-1,2

(suite du tableau à la page suivante)

(1) Décision D-2012-024 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation.

(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-3814-2012, HQD-1, document 3, tableau 1.

(3) Décision D-2012-024 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-3814-2012, HQD-1, document 3, tableau 1.

(4) Reclassements relatifs à LAD, tels que demandés par la Régie dans la décision D-2013-037, par. 184. La contrepartie du montant de -0,4 M\$ aux charges d'exploitation est comptabilisée dans la rubrique facturation interne émise des revenus autres que ventes d'électricité du tableau 1.

(5) Décision D-2012-024 incluant l'impact des ajustements organisationnels et des reclassements relatifs à LAD.

(6) Année de base 2012, tel que présenté au dossier R-3814-2012.

TABLEAU 2
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2012 (M\$) (SUITE)

COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS	D-2012-024 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2012-024 (3)	Reclassements LAD (4)	D-2012-024 ajustée (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2012-024 ajustée (5)
• Coûts capitalisés	-368,4	1,3	-367,1	8,1	-359,0	-355,4	-316,1	42,9
Prestations de travail	-317,3	1,3	-316,0	8,1	-307,9	-303,9	-273,9	34,0
Prestations de travail	-323,6	1,3	-322,3	8,1	-314,2	-311,7	-279,2	35,0
Compte d'écarts - Coût de retraite	6,3		6,3		6,3	7,8	5,3	-1,0
Gestion de matériel	-51,1		-51,1		-51,1	-51,5	-42,2	8,9
• Frais corporatifs	33,4		33,4		33,4	33,6	29,9	-3,5
Frais corporatifs	34,5		34,5		34,5	35,0	31,0	-3,5
Compte d'écarts - Coût de retraite	-1,1		-1,1		-1,1	-1,4	-1,1	
Autres charges	1 045,7	-0,1	1 045,6	2,9	1 048,5	1 029,3	1 016,6	-31,9
• Achats de combustible	83,6		83,6		83,6	83,6	83,6	
Achats de combustible	92,0		92,0		92,0	97,8	94,5	2,5
Compte d'écarts 2010	-7,9		-7,9		-7,9	-7,9	-7,9	
Compte d'écarts 2011	-0,5		-0,5		-0,5	-0,5	-0,5	
Compte d'écarts 2012						-5,8	-2,5	-2,5
• Amortissement et déclassement	929,4	-0,1	929,3	-19,6	909,7	897,1	884,8	-24,9
Immobilisations en exploitation	567,9	-0,1	567,8	-9,7	558,1	558,3	558,7	0,6
Contrats de location-financement	2,3		2,3		2,3	2,4	2,3	
Actifs incorporels en exploitation	202,0		202,0		202,0	189,1	189,0	-13,0
Plan global en efficacité énergétique	115,9		115,9		115,9	110,5	110,4	-5,5
Programmes et activités du BEIÉ	13,7		13,7		13,7	15,4	15,4	1,7
Autres actifs incorporels	72,4		72,4		72,4	63,2	63,2	-9,2
Autres actifs	56,6		56,6		56,6	56,2	56,8	0,2
Recouvrement intégral du coût non amorti des services passés	54,7		54,7		54,7	54,7	54,7	
Contributions à des projets de raccordement	1,9		1,9		1,9	1,5	2,1	0,2
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	53,5		53,5	-9,9	43,6	44,0	30,9	-12,7
Compte de nivellement de température	43,4		43,4		43,4	43,4	43,4	
Tarif de maintien de la charge	3,7		3,7		3,7	3,7	3,7	
• Compte d'écarts - Projets majeurs	-21,5		-21,5	22,5	1,0	-5,4	-4,6	-5,6
Compte d'écarts - Projet CATVAR	1,0		1,0		1,0			-1,0
Compte d'écarts - Projet LAD	-22,5		-22,5	22,5		-5,4	-4,6	-4,6
• Taxes	54,2		54,2		54,2	54,0	52,8	-1,4
Services publics	40,4		40,4		40,4	40,2	39,6	-0,8
Municipales et scolaires	13,8		13,8		13,8	13,8	13,2	-0,6
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	688,5		688,5	-2,9	685,6	661,6	773,4	87,8
• Charge de désactualisation	2,0		2,0		2,0	1,7	1,9	-0,1
• Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	461,4		461,4	-1,9	459,5	438,5	436,0	-23,5
• Capitaux propres (bénéfice réglementé)	225,1		225,1	-1,0	224,1	221,5	335,5	111,4
Taux de rendement de la base de tarification	6,799%		6,799%		6,799%	6,642%	7,797%	0,998%
Coût de la dette	7,030%		7,030%		7,030%	6,789%	6,779%	-0,251%
Taux de rendement	6,369%		6,369%		6,369%	6,369%	9,687%	3,318%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	10 098,152		10 098,152	-35,138	10 063,014	9 935,773	9 895,733	-167,281

(1) Décision D-2012-024 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation.

(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-3814-2012, HQD-1, document 3, tableau 1.

(3) Décision D-2012-024 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-3814-2012, HQD-1, document 3, tableau 1.

(4) Reclassements relatifs à LAD, tels que demandés par la Régie dans la décision D-2013-037, par. 184. La contrepartie du montant de -0,4 M\$ aux charges d'exploitation est comptabilisée dans la rubrique facturation interne émise des revenus autres que ventes d'électricité du tableau 1.

(5) Décision D-2012-024 incluant l'impact des ajustements organisationnels et des reclassements relatifs à LAD.

(6) Année de base 2012, tel que présenté au dossier R-3814-2012.

2 EXPLICATION DES ÉCARTS

2.1.1 Ventes d'électricité

- 1 Les tableaux 3 et 4 détaillent les ventes et les revenus d'électricité par catégories de
- 2 consommateurs :

TABLEAU 3
VENTES D'ÉLECTRICITÉ 2012 (GWh)

Années civiles (1^{er} janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Réel 2012		D-2012-024 (R-3776-2011)	Écart réel 2012 vs D-2012-024	
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées
D et DM	58 732	61 498	61 118	(2 386)	380
DH	0	0	-	-	-
G et à forfait (T1, T2, T3)	10 811	11 074	11 092	(281)	(18)
G-9	975	975	1 097	(122)	(122)
M	28 342	28 452	28 867	(525)	(415)
L	37 725	37 846	37 704	21	142
H	9	9	9	-	-
DT	3 022	3 044	2 987	35	57
Éclairage public et sentinelle	600	600	586	14	14
Contrats spéciaux	26 942	26 942	27 540	(598)	(598)
	167 158	170 440	171 001	(3 842)	(561)
Réseaux autonomes - D et DM	202	202	207	(5)	(5)
Réseaux autonomes - G et à forfait	89	89	107	(18)	(18)
Réseaux autonomes - G-9	5	5	6	(1)	(1)
Réseaux autonomes - M	69	69	53	16	16
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	1	1	2	(1)	(1)
	366	366	375	(9)	(9)
Total Ventes d'électricité du Distributeur	167 524	170 806	171 375	(3 851)	(569)

TABLEAU 4
REVENUS D'ÉLECTRICITÉ 2012 ⁽¹⁾ (M\$)

Année civile (1^{er} janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Réal 2012		D-2012-024 (R-3776-2011)	Écart réel 2012 vs D-2012-024		Revenus nets des achats
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées	
D et DM	4 276	4 475	4 449	(173)	26	13
G et à forfait (T1, T2, T3)	996	1 015	1 008	(12)	7	8
G-9	119	119	131	(12)	(12)	(8)
M	2 061	2 066	2 077	(16)	(11)	1
L	1 760	1 763	1 741	19	22	16
H	1	1	1	-	-	-
DT	160	166	163	(3)	3	1
Éclairage public et sentinelle	54	54	52	2	2	2
Contrats spéciaux	790	790	898	(108)	(108)	0
	10 217	10 449	10 519	(302)	(71)	33
Réseaux autonomes - D et DM	15	15	15	-	-	-
Réseaux autonomes - G et à forfait	8	8	10	(2)	(2)	(2)
Réseaux autonomes - G-9	1	1	1	-	-	-
Réseaux autonomes - M	5	5	4	1	1	1
	29	29	30	(1)	(1)	(1)
Total Ventes d'électricité du Distributeur ⁽²⁾	10 246	10 478	10 549	(303)	(72)	32

Conciliation						
Renversement de la provision réglementaire de 2011	12	12	12	-	-	-
Provision réglementaire de 2012	(14)	(14)	(14)	-	-	-
Compte de nivellement de température	122			122	-	-
Compte d'écarts - Tarif de maintien de la charge	1	1		1	1	1
Ventes d'électricité réglementaires	10 367	10 477	10 547	(180)	(71)	33

(1) Les chiffres sont calculés à partir de données arrondies

(2) La différence entre l'écart des ventes publiées (-303 M\$) et l'écart des ventes normalisées (-72 M\$) correspond à l'effet température de 232 M\$ défavorable

3 Tarifs D et DM : Les ventes réalisées sont plus importantes que les ventes autorisées,
4 d'une part, suite à une croissance importante du nombre d'abonnements résultant de
5 mises en chantier réalisées plus importantes que prévues et ce, autant en 2012 qu'en
6 2011 (soit en 2012, 47 100 unités enregistrées contre 40 000 unités prévues et en 2011,
7 48 400 unités enregistrées contre 43 000 unités prévues), et, d'autre part, suite à une
8 croissance du revenu personnel disponible (1,0 % pour 2011) plus forte que prévue
9 (0 % de croissance). L'écart lié aux revenus nets des achats à ces tarifs s'explique
10 essentiellement par la variation des ventes.

11 Tarifs G et M : La croissance économique, moins forte qu'anticipée au Québec, s'est
12 traduite par des ventes inférieures à la prévision pour le secteur Commercial et
13 institutionnel. Le constat est similaire pour le secteur Industriel PME, secteur dont les

14 ventes ont été affectées par la forte concurrence asiatique et un taux de change proche
15 de la parité. Ces ventes inférieures se sont traduites, chez les clients, par une variation
16 du profil de consommation créant ainsi des effets prix positifs.

17 Contrats spéciaux : Le conflit de travail de l'usine d'Alma du client Rio Tinto Alcan
18 explique les ventes inférieures à celles prévues.

2.1.2 Achats d'électricité

19 Le tableau 5 présente les principaux éléments expliquant la variation des achats
20 d'électricité :

TABLEAU 5
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ
COMPOSITION DES PRINCIPAUX ÉCARTS (M\$)

ACHATS D'ÉLECTRICITÉ		213 F
Effet favorable lié à la diminution du volume des ventes d'électricité		113 F
Contrats spéciaux	12 F	
Tarifs de gestion	8 D	
Autres tarifs	110 F	
Ajustement lié à l'Entente-cadre 2011 avec le Producteur	1 D	
Ajustement des contrats spéciaux		96 F
Pass-on pour les achats d'électricité		4 F
Effet volume et prix sur les achats d'électricité	110 D	
Effet revenu unitaire	113 F	
Aléas économiques	6 F	
Aléas climatiques	110 F	
Ajustement lié au facturé/livré 2011	3 D	
Ajustement du pass-on 2011 suite à l'ajustement de l'Entente-cadre 2011	1 F	

2.1.3 Charges d'exploitation

21 Les tableaux suivants présentent les charges d'exploitation du Distributeur selon
 22 l'approche globale ainsi que le détail des éléments spécifiques de l'année 2012.

TABLEAU 6
APPROCHE GLOBALE RELATIVE AUX CHARGES D'EXPLOITATION 2012 (M\$)

Composantes	Année témoin 2012	Ajustements liés à la décision	D-2012-024	D-2012-024 ajustée*	Réel 2012	Écart Réel vs D-2012-024 ajustée*
Activités de base du Distributeur	1 199,1	(9,2)	1 189,9	1 189,6	1 166,4	(23,2)
Éléments spécifiques	182,9	(33,4)	149,5	149,5	169,0	19,5
Total	1 382,0	(42,6)	1 339,4	1 339,1	1 335,4	(3,7)

* Décision D-2012-024 incluant l'impact des ajustements organisationnels et des reclassements relatifs à LAD

TABLEAU 7
COMPOSANTES DES ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES 2012 (M\$)

Composantes	Année témoin 2012	Ajustements liés à la décision	D-2012-024	D-2012-024 ajustée*	Réel 2012	Écart Réel vs D-2012-024 ajustée*
Coût de retraite	12,7		12,7	12,7	12,7	-
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	11,5	(3,0)	8,5	8,5	10,9	2,4
Mesures de sécurité cybernétique	8,4		8,4	8,4	8,4	-
Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie	5,0		5,0	5,0	5,5	0,5
Inspection et retraitement des poteaux de bois	16,0		16,0	16,0	11,4	(4,6)
Rehaussement de la dépense pour mauvaises créances	21,0		21,0	21,0	27,5	6,5
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	51,9	(7,8)	44,1	44,1	30,6	(13,5)
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ)			-	-	37,3	37,3
Électrification du transport collectif	1,4		1,4	1,4	0,3	(1,1)
Automatisation du réseau	8,8		8,8	8,8	7,0	(1,8)
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	23,6		23,6	23,6	17,4	(6,2)
Contrôle asservi de la tension et de puissance réactive (CATVAR)	3,9	(3,9)	-	-	-	-
Lecture à distance - Phase 1	18,7	(18,7)	-	-	-	-
Total	182,9	(33,4)	149,5	149,5	169,0	19,5

23 L'écart de 23,2 M\$ F liés aux activités de base est expliqué par les éléments suivants :

- 24 • Efficiences globales (25,4 M\$ F) :

25 Le Distributeur effectue une gestion globale et dynamique de ses charges tout
 26 en visant à respecter l'enveloppe reconnue par la Régie.

27 Ainsi, pour respecter l'enveloppe de charges reconnue par la Régie pour l'année
 28 2012, le Distributeur a dû prendre certaines décisions dès le début de l'année
 29 afin de compenser un écart défavorable de 52,6 M\$, montant correspondant à
 30 l'évaluation du BEIÉ pour l'année et qui, ne se qualifiant plus à titre
 31 d'immobilisation incorporelle selon l'IAS 38, a été comptabilisé aux charges
 32 conformément à la décision D-2012-021. De plus, le décret 846-2012 du

33 gouvernement du Québec du 1^{er} août 2012 a amené le Distributeur à réviser
34 durant l'automne sa prévision de la quote-part du BEIÉ 2012 à 37,3 M\$,
35 diminuant ainsi à 37,3 M\$ l'écart défavorable par rapport au montant reconnu.

36 Les efforts pour compenser ces coûts non prévus relatifs au BEIÉ se sont
37 traduits, entre autres, par les éléments suivants :

- 38 ▪ Abandon ou report de certains projets et travaux permettant de générer
39 un écart favorable sur les services externes et autres dépenses ;
- 40 ▪ Départs à la retraite plus importants qu'anticipés lors de la préparation du
41 dossier tarifaire ; ces départs ont permis au Distributeur d'optimiser
42 davantage l'organisation de ses activités.

43 Le Distributeur souligne que la mise en place de certaines pistes d'efficience
44 affectant le niveau des effectifs représente un processus complexe dont le
45 rythme de déploiement dépend de facteurs n'étant pas entièrement sous son
46 contrôle dont notamment, le nombre de départ à la retraite et les dates de
47 départ. La prise en compte de ces pistes doit donc se faire de façon prudente en
48 lien avec les enjeux organisationnels et dans le respect des conventions
49 collectives, tout en maintenant la prestation de service rendu aux clients.

50 • Pannes majeures (8,0 M\$ D) :

51 Le coût des pannes majeures a atteint 16 M\$ (net du montant versé au compte
52 d'écarts relatifs aux pannes majeures) comparativement à la provision de 8 M\$
53 reconnue par la Régie. Le détail du coût des pannes majeures est présenté à la
54 pièce HQD-2, document 3.1.

55 • Charges de services partagés (26,5 M\$ F) :

56 La diminution des charges de services partagés s'explique principalement par les
57 éléments suivants :

58 • Baisse des charges provenant du Centre de services partagés (CSP) :
59 L'effort continu d'efficience et de rationalisation apportant des
60 réductions de coûts de 11,7 M\$, principalement dans les domaines
61 Immobilier, Gestion du matériel et Services de transport, a été
62 contrebalancé pour 4,1 M\$ de projets en environnement réalisés par le
63 CSP mais, dont les coûts avaient été initialement prévus en services
64 externes.

65 • Baisse des charges provenant du Groupe Technologie : Cette baisse
66 est attribuable pour 16,4 M\$ à des projets de développement en
67 technologie de l'information et en innovation qui n'ont pas été
68 effectués ou qui initialement prévus aux charges ont été capitalisés.

69 • Baisse du rendement des fournisseurs de 2 M\$ attribuable à une base
70 de tarification et à un taux de rendement plus bas que prévu.

71 • Coûts liés aux revenus de récupération de coûts (24,2 M\$ D) :

72 Des coûts réels supérieurs aux coûts prévus, liés aux revenus de réclamations
73 aux tiers et autres, ont été encourus en 2012. Par ailleurs, cette hausse de coûts
74 est compensée par des revenus (voir détails à la section 2.1.6).

75 • Frais corporatifs (3,5 M\$ F) :

76 Cet écart est principalement attribuable à la réduction des charges et à des
77 efforts de rationalisation supplémentaires.

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

79 • Stratégie pour la clientèle à faible revenu (2,4 M\$ D) :

80 Après avoir respecté les termes de l'entente de paiement pendant deux périodes
81 de 12 mois, les clients obtiennent la radiation de leur dette. La hausse du
82 nombre d'ententes des deux années précédentes a donc eu pour effet
83 d'augmenter le soutien financier en 2012.

84 • Inspection et retraitement des poteaux de bois (4,6 M\$ F) :

85 Bien que le volume de poteaux inspectés et traités ait été plus élevé que prévu,
86 soit 162 000 poteaux comparativement à 150 000, un coût d'inspection par
87 poteau inférieur à la prévision initiale et des poteaux inspectés en meilleur état
88 que prévu, ont permis de dégager un écart favorable.

89 • Rehaussement de la dépense pour mauvaises créances (6,5 M\$ D) :

90 Le Distributeur poursuit ses efforts de recouvrement afin de rajeunir ses
91 inventaires de comptes à recevoir. En 2012, ces efforts ont réussi à maintenir les
92 comptes à recevoir âgés de moins de 121 jours sous le niveau du 31 décembre
93 2008 pour une troisième année consécutive. De plus, ils ont permis de réduire la
94 croissance des comptes à recevoir de plus de 121 jours.

95 Toutefois, le Distributeur constate que le niveau de ses comptes à recevoir de
96 121 jours et plus continue de se détériorer ; ce qui engendre un dépassement de
97 l'enveloppe reconnue par la Régie pour le rehaussement de la dépense de
98 mauvaises créances. Ce dépassement tend cependant, à se réduire en 2012,
99 passant d'un écart défavorable de 13,8 M\$ en 2011 à un écart défavorable de
100 6,5 M\$ en 2012.

-
- 101 • Plan global en efficacité énergétique (13,5 M\$ F) :
- 102 L'écart constaté de 13,5 M\$ par rapport au montant reconnu s'explique
- 103 principalement par une diminution des coûts de commercialisation des
- 104 programmes du PGEÉ. Le suivi des programmes et activités du PGEÉ est
- 105 présenté à la pièce HQD-7, document 3.
- 106 • Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (37,3 M\$ D) :
- 107 L'explication relative à cet élément est présentée précédemment dans la section
- 108 d'analyse des écarts liés aux activités de base.
- 109 • Optimisation des systèmes clientèles (6,2 M\$ F) :
- 110 L'écart est relatif à la disposition des coûts 2011 du compte d'écarts – Projets
- 111 majeurs. En effet, les coûts réels encourus en 2011 ont été de 7,0 M\$
- 112 comparativement à des coûts prévus de 13,0 M\$.

2.1.4 Autres charges

113 La charge d'amortissement s'établit à 885 M\$ au 31 décembre 2012 comparativement à

114 un montant reconnu de 910 M\$. La diminution de 25 M\$ s'explique principalement par

115 les éléments suivants :

- 116 • Une réduction de 13 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations
- 117 corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'expliqué aux pages 6 et 7 de la pièce
- 118 HQD-4, document 2 ;
- 119 • Une réduction de 13 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels, dont 4 M\$
- 120 pour les programmes et activités en efficacité énergétique et 9 M\$ pour les
- 121 autres actifs incorporels, suite à des mises en service moins élevées que prévu.

2.1.5 Frais financiers / Coût des capitaux empruntés

122 Le tableau 8 présente les éléments expliquant la variation des frais financiers / coût des

123 capitaux empruntés :

TABLEAU 8
FRAIS FINANCIERS / COÛT DES CAPITAUX EMPRUNTÉS
COMPOSITION DE L'ÉCART (M\$)

FRAIS FINANCIERS / COÛT DES CAPITAUX EMPRUNTÉS			24 F
	D-2012-024 ajustée	Réel	Impact
Taux de la dette	7,030 %	6,779 %	16 F
Base de tarification (moyenne 13 mois)	10 063,0 M\$	9 895,7 M\$	8 F

2.1.6 Revenus autres que ventes d'électricité

124 Les principaux écarts liés aux revenus autres que ventes d'électricité s'expliquent
 125 comme suit :

- 126 • Facturation externe émise (9,7 M\$ D) :

127 L'écart s'explique essentiellement par une baisse de 10,8 M\$ des frais
 128 d'administration réels par rapport au montant reconnu par la Régie. Pour l'année
 129 témoin 2012, le Distributeur avait projeté un montant de 63,3 M\$ de frais
 130 d'administration. Dans sa décision D-2012-024, la Régie a plutôt établi la
 131 prévision 2012 des frais d'administration au niveau de celle de l'année de base
 132 2011, soit à 69,3 M\$. En excluant le rehaussement de 6 M\$ de la prévision
 133 effectué par la Régie, l'écart résiduel s'explique par un niveau d'inventaire des
 134 comptes à recevoir actifs, sur lesquels s'appliquent les frais d'administration, plus
 135 bas qu'anticipé.

- 136 • Récupération de coûts (26,2 M\$ F) :

137 L'écart constaté s'explique d'une part par une hausse de 2 M\$ des revenus de
 138 pose d'attaches, espace poteaux, conduits, par rapport au montant reconnu par
 139 la Régie.

140 D'autre part, une hausse de 24,2 M\$ des revenus de réclamations aux tiers et
 141 autres est observée. De ce montant, 16,5 M\$ sont reliés aux montants facturés
 142 dans le cadre de missions d'assistance de dépannage aux Etats-Unis qui n'ont

143 pas été inclus dans la prévision des revenus étant donné la nature imprévisible
144 de ces travaux. De plus, une augmentation de 2 M\$ des revenus liés aux
145 demandes d'intervention des clients sur le réseau de distribution a été constatée.

3 SUIVI DE L'APPLICATION DE LA LOI 100

146 En juin 2010, le gouvernement du Québec a adopté la Loi mettant en œuvre certaines
147 dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre
148 budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (Loi 100). Hydro-Québec est
149 assujetti à l'application de cette loi.

150 Compte tenu des caractéristiques propres à Hydro-Québec, les efforts attendus par le
151 gouvernement du Québec pour 2012-2013, en matière de réduction des dépenses et
152 d'augmentation de la productivité, représentent un montant additionnel de 150 M\$ sur le
153 bénéfice net.

154 Le résultat provenant des activités poursuivies de 2012 indique que cette cible a été
155 atteinte.