

**COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES ET DES  
REVENUS REQUIS RECONNUS POUR L'ANNÉE 2016**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	<b>ÉTATS FINANCIERS DU DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>EXPLICATION DES ÉCARTS .....</b>	<b>9</b>
2.1.	Ventes d'électricité .....	9
2.2.	Achats d'électricité .....	12
2.3.	Charges d'exploitation.....	12
2.3.1.	<i>Activités de base.....</i>	<i>13</i>
2.3.2.	<i>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques.....</i>	<i>15</i>
2.4.	Autres charges.....	16
2.5.	Frais financiers / Coût des capitaux empruntés.....	17
2.6.	Revenus autres que ventes d'électricité .....	17
2.7.	Rabais sur ventes – clientèle MFR.....	17
<b>3.</b>	<b>COÛTS CAPITALISÉS PAR TYPES D'ACTIVITÉS .....</b>	<b>18</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus (D-2016-033 ajustée) pour l'année 2016 .....	6
Tableau 2 :	Composantes détaillées des revenus requis 2016 .....	7
Tableau 3 :	Ventes d'électricité 2016 .....	10
Tableau 4 :	Revenus d'électricité 2016 .....	11
Tableau 5 :	Achats d'électricité 2016 - Composition des principaux écarts .....	12
Tableau 6 :	Approche globale relative aux charges d'exploitation 2016 .....	13
Tableau 7 :	Composantes des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers 2016 .....	13
Tableau 8 :	Composantes des éléments spécifiques 2016 .....	13
Tableau 9 :	Récupération de coûts .....	14
Tableau 10 :	Charges relatives aux réclamations aux tiers et autres .....	15
Tableau 11 :	Composition de l'écart Frais financiers / Coût des capitaux empruntés .....	17
Tableau 12 :	Coûts capitalisés par types d'activités .....	18



## **1. ÉTATS FINANCIERS DU DISTRIBUTEUR**

1 Les tableaux 1 et 2 comparent l'état des résultats des activités réglementées de l'exercice  
2 financier 2016, présenté à la pièce HQD-2, document 2.1, aux revenus requis reconnus  
3 en vertu de la décision D-2016-033.

4 Le tableau 1 présente la comparaison des résultats réglementaires aux revenus requis  
5 reconnus tenant compte de l'impact de l'ensemble des ajustements organisationnels  
6 survenus au cours de l'année 2016.

7 Le tableau 2 intègre, d'une part, le détail des revenus requis déposé à la suite de la mise  
8 à jour découlant de la décision D-2016-033 et, d'autre part, les impacts des ajustements  
9 organisationnels non reflétés dans le dossier R-3980-2016, car survenus après le dépôt  
10 de ce même dossier. La comparaison des différentes rubriques est donc établie entre les  
11 données réelles et les données de la décision D-2016-033 intégrant tous les ajustements  
12 organisationnels relatifs à 2016.

**TABLEAU 1 :  
COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES  
ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS (D-2016-033 AJUSTÉE) POUR L'ANNÉE 2016 (M\$)**

	Résultats réglementaires	Revenus requis D-2016-033 <sup>1</sup>	Revenus requis D-2016-033 ajustée <sup>2</sup>	Écart (résultats réglementaires vs revenus requis D-2016-033 ajustée)
<b>REVENUS</b>	<b>11 674,9</b>	<b>11 756,1</b>	<b>11 756,1</b>	<b>-81,2</b>
<b>Ventes d'électricité</b>	<b>11 507,7</b>	<b>11 582,0</b>	<b>11 582,0</b>	<b>-74,3</b>
Ventes d'électricité	11 520,0	11 597,3	11 597,3	-77,3
Rabais sur ventes - clientèle MFR	-12,3	-15,3	-15,3	3,0
<b>Revenus autres que ventes d'électricité</b>	<b>167,2</b>	<b>174,1</b>	<b>174,1</b>	<b>-6,9</b>
Facturation externe émise	87,1	95,2	95,2	-8,1
Facturation interne émise	79,9	78,6	78,6	1,3
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,2	0,3	0,3	-0,1
<b>REVENUS REQUIS*</b>	<b>11 399,0</b>	<b>11 454,2</b>	<b>11 454,2</b>	<b>-55,2</b>
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>1 184,4</b>	<b>1 221,2</b>	<b>1 221,2</b>	<b>-36,8</b>
Charges brutes directes	968,3	980,7	980,1	-11,8
Charges de services partagés	550,8	553,1	554,6	-3,8
Coûts capitalisés	-334,7	-312,6	-313,5	-21,2
<b>Achats</b>	<b>8 967,8</b>	<b>8 986,5</b>	<b>8 986,5</b>	<b>-18,7</b>
Achats d'électricité	6 216,9	6 235,6	6 235,6	-18,7
<i>Patrimoniale</i>	4 312,9	4 330,7	4 330,7	-17,8
<i>Postpatrimoniale et tarif de gestion de la consommation</i>	1 516,3	1 546,0	1 546,0	-29,7
<i>Compte de pass-on pour l'achat d'électricité</i>	387,7	358,9	358,9	28,8
Service de transport	2 750,9	2 750,9	2 750,9	0,0
<b>Autres charges</b>	<b>784,0</b>	<b>786,7</b>	<b>786,7</b>	<b>-2,7</b>
Achats de combustible	69,5	69,5	69,5	0,0
Amortissement et déclassement	641,2	641,8	641,8	-0,6
Compte de frais reportés - US GAAP	-8,6	-8,6	-8,6	0,0
Taxes	81,9	84,0	84,0	-2,1
<b>Frais corporatifs</b>	<b>29,9</b>	<b>30,6</b>	<b>30,6</b>	<b>-0,7</b>
<b>Coût des capitaux empruntés</b>	<b>432,9</b>	<b>429,1</b>	<b>429,1</b>	<b>3,8</b>
<b>BÉNÉFICE NET RÉGLEMENTÉ</b>	<b>275,9</b>	<b>301,9</b>	<b>301,9</b>	<b>-26,0</b>

(1) Décision D-2016-033 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-3980-2016, HQD-1, document 3, tableau 1.

(2) Décision D-2016-033 incluant les impacts des ajustements organisationnels survenus suite au dépôt du dossier R-3980-2016, tels que décrits à la pièce HQD-10, document 1.

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

**TABLEAU 2 :  
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2016 (M\$)**

	D-2016-033 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2016-033 (3)	Ajustements organisation- nels (4)	D-2016-033 (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2016-033
<b>REVENUS REQUIS</b>	<b>11 756,1</b>	<b>0,0</b>	<b>11 756,1</b>	<b>0,0</b>	<b>11 756,1</b>	<b>11 589,0</b>	<b>11 674,9</b>	<b>-81,2</b>
<b>ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT</b>	<b>8 986,5</b>	<b>0,0</b>	<b>8 986,5</b>	<b>0,0</b>	<b>8 986,5</b>	<b>8 896,5</b>	<b>8 967,8</b>	<b>-18,7</b>
• <b>Achats d'électricité</b>	<b>6 235,6</b>	<b>0,0</b>	<b>6 235,6</b>	<b>0,0</b>	<b>6 235,6</b>	<b>6 145,6</b>	<b>6 216,9</b>	<b>-18,7</b>
Patrimoniales	4 515,2		4 515,2		4 515,2	4 437,6	4 462,2	-53,0
Postpatrimoniales	1 546,0		1 546,0		1 546,0	1 529,6	1 492,2	-53,8
Tarif de gestion de la consommation						9,8	24,1	24,1
Ajustement des contrats spéciaux	-184,5		-184,5		-184,5	-196,9	-149,3	35,2
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2013	56,4		56,4		56,4	56,4	56,4	0,0
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2014	191,3		191,3		191,3	191,3	191,3	0,0
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2015	111,2		111,2		111,2	111,2	111,2	0,0
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2016						6,6	28,8	28,8
• <b>Service de transport</b>	<b>2 750,9</b>	<b>0,0</b>	<b>2 750,9</b>	<b>0,0</b>	<b>2 750,9</b>	<b>2 750,9</b>	<b>2 750,9</b>	<b>0,0</b>
Charge locale	2 743,6		2 743,6		2 743,6	2 743,6	2 743,6	0,0
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	2,3		2,3		2,3	2,3	2,3	0,0
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2015	5,0		5,0		5,0	5,0	5,0	0,0
<b>COÛTS DE DISTRIBUTION &amp; SERVICES À LA CLIENTÈLE</b>	<b>2 769,6</b>	<b>0,0</b>	<b>2 769,6</b>	<b>0,0</b>	<b>2 769,6</b>	<b>2 692,5</b>	<b>2 707,1</b>	<b>-62,5</b>
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>1 221,2</b>	<b>0,0</b>	<b>1 221,2</b>	<b>0,0</b>	<b>1 221,2</b>	<b>1 213,4</b>	<b>1 184,4</b>	<b>-36,8</b>
• <b>Charges brutes directes</b>	<b>1 018,8</b>	<b>-38,1</b>	<b>980,7</b>	<b>-0,6</b>	<b>980,1</b>	<b>969,2</b>	<b>968,3</b>	<b>-11,8</b>
Masse salariale	632,4	-22,8	609,6	-0,2	609,4	611,2	624,2	14,8
Salaire de base	431,5	-16,5	415,0	0,1	415,1	414,4	413,0	-2,1
Temps supplémentaire	37,7	-0,1	37,6		37,6	36,4	49,4	11,8
Primes et revenus divers	26,7	-0,6	26,1	-0,4	25,7	26,1	26,5	0,8
Rémunération incitative selon la performance	3,7	-0,4	3,3	-0,2	3,1	2,1	2,7	-0,4
Autres primes	23,0	-0,2	22,8	-0,2	22,6	24,0	23,8	1,2
Avantages sociaux	136,5	-5,6	130,9	0,1	131,0	134,3	135,3	4,3
Avantages sociaux - Coût de retraite	48,3	-2,4	45,9		45,9	24,3	25,0	-20,9
Compte d'écarts - Coût de retraite	3,5		3,5		3,5	27,5	26,8	23,3
Avantages sociaux - Autres	84,7	-3,2	81,5	0,1	81,6	82,5	83,5	1,9
Autres charges directes	432,8	-15,3	417,5	-0,4	417,1	406,4	408,6	-8,5
Dépenses de personnel et indemnités	14,6	-0,1	14,5	-0,1	14,4	18,4	19,2	4,8
Services externes et ressources financières	290,3	-5,0	285,3	-0,1	285,2	267,5	251,8	-33,4
Services externes	176,7	-5,0	171,7	-0,1	171,6	165,2	158,4	-13,2
Maîtrise de la végétation	57,7		57,7		57,7	57,7	58,3	0,6
Courrier, messagerie	23,0		23,0		23,0	23,0	21,5	-1,5
Services professionnels et autres	96,0	-5,0	91,0	-0,1	90,9	84,5	78,6	-12,3
Ressources financières	113,6	0,0	113,6	0,0	113,6	102,3	93,4	-20,2
Mauvaises créances	97,6		97,6		97,6	97,6	86,1	-11,5
Comptes à recevoir, intérêts et autres	2,6		2,6		2,6	3,9	18,1	15,5
Provision - Pannes majeures	8,0		8,0		8,0	8,0	8,0	-0,0
Compte d'écarts - Pannes majeures							-4,1	-4,1
Compte d'écarts - Événements imprévisibles en réseaux autonomes						-12,6	-12,1	-12,1
Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis	5,4		5,4		5,4	5,4	5,4	0,0
Stock, achats, locations et autres	127,9	-10,2	117,7	-0,2	117,5	120,5	137,6	20,1
Récupération de coûts	-46,4	0,0	-46,4	0,0	-46,4	-48,4	-64,5	-18,1
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-26,1		-26,1		-26,1	-26,1	-26,1	0,0
Réclamations aux tiers et autres	-20,3		-20,3		-20,3	-22,3	-38,4	-18,1

( suite du tableau à la page suivante )

(1) Décision D-2016-033 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement.

(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-3980-2016, HQD-1, document 3, tableau 1.

(3) Décision D-2016-033 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-3980-2016, HQD-1, document 3, tableau 1.

(4) Ajustements organisationnels survenus suite au dépôt du dossier R-3980-2016, tel que décrits à la pièce HQD-10, document 1.

(5) Décision D-2016-033 incluant l'impact de tous les ajustements organisationnels relatifs à 2016.

(6) Année de base 2016, tel que présenté au dossier R-3980-2016.

**TABLEAU 2 :  
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2016 (M\$) (SUITE)**

	D-2016-033 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2016-033 (3)	Ajustements organisation- nels (4)	D-2016-033 (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2016-033
• Charges de services partagés	517,1	36,0	553,1	1,5	554,6	573,2	550,8	-3,8
Centre de services partagés	162,8	0,0	162,8	0,1	162,9	160,6	149,1	-13,8
Acquisition	6,5		6,5		6,5	6,5	6,2	-0,3
Immobilier	64,4		64,4		64,4	63,0	60,1	-4,3
Gestion du matériel	34,0		34,0		34,0	34,0	31,2	-2,8
Alimentation et hébergement	0,2		0,2	0,1	0,3	0,2	0,2	-0,1
Services alimentaires	1,1		1,1		1,1	1,1	1,1	0,0
Transport aérien	0,6		0,6		0,6	0,6	0,7	0,1
Gestion documentaire	3,6		3,6		3,6	2,6	2,6	-1,0
Environnement	3,6		3,6		3,6	3,1	1,8	-1,8
Services de transport	48,8		48,8		48,8	49,5	45,2	-3,6
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications	198,7	20,7	219,4	-3,2	216,2	218,3	208,8	-7,4
Poste de travail TIC	48,6		48,6		48,6	47,4	46,1	-2,5
Produits TIC d'entreprise	35,9		35,9	0,1	36,0	35,0	35,0	-1,0
Produits d'exploitation TIC	57,1		57,1	-3,3	53,8	80,2	74,2	20,4
Conduite du réseau	2,1		2,1		2,1	2,1	2,1	0,0
Radios mobiles	14,7		14,7		14,7	14,7	13,5	-1,2
Postes et centrales	0,5		0,5		0,5	0,5	0,5	0,0
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres	25,7		25,7		25,7	25,7	25,3	-0,4
Services de développement TIC	14,1	20,7	34,8		34,8	12,7	12,1	-22,7
Innovation	24,5	0,0	24,5	0,0	24,5	24,5	22,1	-2,4
Innovation technologique	20,5		20,5		20,5	20,5	17,6	-2,9
Soutien technique	4,0		4,0		4,0	4,0	4,5	0,5
Unités corporatives	119,5	15,3	134,8	4,6	139,4	137,1	140,8	1,4
Finances	25,6	13,9	39,5	-0,1	39,4	42,4	41,3	1,9
Ressources humaines	79,6	1,4	81,0	4,5	85,5	80,4	85,2	-0,3
Sécurité corporative	16,1	1,4	17,5		17,5	17,4	16,2	-1,3
Autres	63,5		63,5	4,5	68,0	63,0	69,0	1,0
Affaires corporatives et secrétariat général	14,3	0,0	14,3	0,2	14,5	14,3	14,3	-0,2
Affaires juridiques	5,1		5,1		5,1	5,1	4,5	-0,6
Relations avec le milieu et autres unités	9,2		9,2	0,2	9,4	9,2	9,8	0,4
Hydro-Québec TransÉnergie	5,0		5,0		5,0	4,5	4,6	-0,4
Hydro-Québec Production	1,8		1,8		1,8	1,8	1,9	0,1
Hydro-Québec Équipement	3,5		3,5		3,5	28,4	26,5	23,0
Variation du coût de retraite non réparti par produits	-7,0		-7,0		-7,0	-15,0	-14,2	-7,2
Compte d'écarts - Coût de retraite	-1,9		-1,9		-1,9	4,3	4,3	6,2
Rendement des fournisseurs	10,2	0,0	10,2	0,0	10,2	8,7	6,9	-3,3
Centre de services partagés	2,9		2,9		2,9	2,5	2,2	-0,7
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications	6,6		6,6		6,6	5,3	3,9	-2,7
Groupe - Développement de l'entreprise, planification stratégique et innovation	0,7		0,7		0,7	0,9	0,8	0,1

( suite du tableau à la page suivante )

(1) Décision D-2016-033 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement.

(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-3980-2016, HQD-1, document 3, tableau 1.

(3) Décision D-2016-033 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-3980-2016, HQD-1, document 3, tableau 1.

(4) Ajustements organisationnels survenus suite au dépôt du dossier R-3980-2016, tel que décrits à la pièce HQD-10, document 1.

(5) Décision D-2016-033 incluant l'impact de tous les ajustements organisationnels relatifs à 2016.

(6) Année de base 2016, tel que présenté au dossier R-3980-2016.



**TABLEAU 2 :  
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS 2016 (M\$) (SUITE)**

	D-2016-033 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2016-033 (3)	Ajustements organisation- nels (4)	D-2016-033 (5)	Année de base (6)	Réel	Réel vs D-2016-033
• Coûts capitalisés	-314,7	2,1	-312,6	-0,9	-313,5	-329,0	-334,7	-21,2
Prestations de travail	-270,8	2,1	-268,7	-0,9	-269,6	-285,9	-296,2	-26,6
Prestations de travail	-265,4	2,1	-263,3	-0,9	-264,2	-275,2	-285,5	-21,3
Compte d'écarts - Coût de retraite	-5,4		-5,4		-5,4	-10,7	-10,7	-5,3
Gestion de matériel	-43,9		-43,9		-43,9	-43,1	-38,5	5,4
<b>Autres charges</b>	<b>786,7</b>	<b>0,0</b>	<b>786,7</b>	<b>0,0</b>	<b>786,7</b>	<b>788,9</b>	<b>784,0</b>	<b>-2,7</b>
• Achats de combustible	69,5	0,0	69,5	0,0	69,5	69,5	69,5	0,0
Achats de combustible	76,9		76,9		76,9	76,6	77,1	0,2
Compte d'écarts 2014	-1,7		-1,7		-1,7	-1,7	-1,7	0,0
Compte d'écarts 2015	-5,7		-5,7		-5,7	-5,7	-5,7	0,0
Compte d'écarts 2016						0,3	-0,2	-0,2
• Amortissement et déclassement	641,8	0,0	641,8	0,0	641,8	644,6	641,2	-0,6
Immobilisations en exploitation	484,6		484,6		484,6	487,3	492,1	7,5
Contrat de location-acquisition	2,3		2,3		2,3	2,3	2,3	0,0
Logiciels et autres actifs incorporels	87,0		87,0		87,0	86,9	88,1	1,1
Autres actifs	177,8	0,0	177,8	0,0	177,8	179,7	180,1	2,3
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEE)	151,0		151,0		151,0	151,0	151,0	0,0
Programmes et activités du BEIE	15,4		15,4		15,4	15,4	15,4	0,0
Contributions à des projets de raccordement	8,9		8,9		8,9	11,1	11,2	2,3
Autres actifs réglementaires	2,5		2,5		2,5	2,2	2,5	0,0
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	19,4		19,4		19,4	17,7	7,9	-11,5
Compte de nivellement pour aléas climatiques	-129,3		-129,3		-129,3	-129,3	-129,3	0,0
• Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis <sup>7</sup>	-8,6	0,0	-8,6	0,0	-8,6	-8,6	-8,6	0,0
• Taxes	84,0	0,0	84,0	0,0	84,0	83,4	81,9	-2,1
Services publics	44,0		44,0		44,0	43,4	43,4	-0,6
Municipales et scolaires	15,3		15,3		15,3	15,3	13,8	-1,5
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIE)	24,7	0,0	24,7	0,0	24,7	24,7	24,7	0,0
BEIE	24,6		24,6		24,6	34,4	35,6	11,0
Compte d'écarts 2014	0,1		0,1		0,1	0,1	0,1	0,0
Compte d'écarts 2016						-9,8	-11,0	-11,0
<b>Frais corporatifs</b>	<b>30,6</b>	<b>0,0</b>	<b>30,6</b>	<b>0,0</b>	<b>30,6</b>	<b>30,4</b>	<b>29,9</b>	<b>-0,7</b>
• Frais corporatifs	30,9		30,9		30,9	30,2	29,7	-1,2
• Compte d'écarts - Coût de retraite	-0,3		-0,3		-0,3	0,2	0,2	0,5
<b>Rendement de la base de tarification</b>	<b>731,1</b>	<b>0,0</b>	<b>731,1</b>	<b>0,0</b>	<b>731,1</b>	<b>659,8</b>	<b>708,8</b>	<b>-22,3</b>
• Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	429,1		429,1		429,1	435,1	432,9	3,8
• Capitaux propres (bénéfice réglementé)	301,9		301,9		301,9	224,7	275,9	-26,0
Taux de rendement de la base de tarification	<b>6,949%</b>		<b>6,949%</b>		<b>6,949%</b>	<b>6,141%</b>	<b>6,580%</b>	<b>-0,369%</b>
Coût de la dette	6,276%		6,276%		6,276%	6,230%	6,183%	-0,093%
Taux de rendement des capitaux propres	8,200%		8,200%		8,200%	5,976%	7,318%	-0,882%
<b>Base de tarification (moyenne 13 mois)</b>	<b>10 519,625</b>		<b>10 519,625</b>		<b>10 519,625</b>	<b>10 743,309</b>	<b>10 771,644</b>	<b>252,019</b>

(1) Décision D-2016-033 incluant la réaffectation de la réduction globale des charges d'exploitation et de l'amortissement.

(2) Ajustements organisationnels présentés au dossier R-3980-2016, HQD-1, document 3, tableau 1.

(3) Décision D-2016-033 incluant l'impact des ajustements organisationnels présentés au dossier R-3980-2016, HQD-1, document 3, tableau 1.

(4) Ajustements organisationnels survenus suite au dépôt du dossier R-3980-2016, tel que décrits à la pièce HQD-10, document 1.

(5) Décision D-2016-033 incluant l'impact de tous les ajustements organisationnels relatifs à 2016.

(6) Année de base 2016, tel que présenté au dossier R-3980-2016.

(7) Incluant amortissement, rendement de la BT et charge de désactualisation.

## 2. EXPLICATION DES ÉCARTS

### 2.1. Ventes d'électricité

- 1 Les tableaux 3 et 4 détaillent les ventes et les revenus d'électricité par catégories de consommateurs. Les revenus nets des achats pour 2016 se chiffrent à -57 M\$.
- 2

**TABLEAU 3 :  
VENTES D'ÉLECTRICITÉ 2016 <sup>(1)</sup> (GWh)**

 Année civile (1<sup>er</sup> janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)				
	Réal 2016		D-2016-033 (R-3980-2016)	Écart réel 2016 vs D-2016-033	
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées
D et DM	62 153	62 323	63 843	(1 690)	(1 520)
G et à forfait (T1, T2, T3)	9 349	9 336	9 446	(97)	(110)
G-9	1 047	1 047	954	93	93
M	30 943	30 939	30 813	130	126
LG	8 612	8 606	8 806	(194)	(200)
L	27 328	27 328	28 203	(875)	(875)
H	8	8	8	-	-
DT	2 694	2 679	2 799	(105)	(120)
Éclairage public et sentinelle	584	584	612	(28)	(28)
Contrats spéciaux	26 127	26 127	24 357	1 770	1 770
	<b>168 845</b>	<b>168 977</b>	<b>169 842</b>	<b>(997)</b>	<b>(865)</b>
Réseaux autonomes - D et DM	218	218	215	3	3
Réseaux autonomes - G et à forfait	83	83	93	(10)	(10)
Réseaux autonomes - G-9	2	2	4	(2)	(2)
Réseaux autonomes - L et M	96	96	78	18	18
Réseaux autonomes - Éclairage public et sentinelle	1	1	2	(1)	(1)
	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>392</b>	<b>8</b>	<b>8</b>
<b>Total Ventes d'électricité du Distributeur</b>	<b>169 245</b>	<b>169 377</b>	<b>170 234</b>	<b>(989)</b>	<b>(857)</b>

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

**TABLEAU 4 :**  
**REVENUS D'ÉLECTRICITÉ 2016 <sup>(1)</sup> (M\$)**

 Année civile (1<sup>er</sup> janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Revenus (M\$)					Revenus nets des achats
	Réel 2016		D-2016-033 (R-3980-2016)	Écart réel 2016 vs D-2016-033		
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées	
D et DM	4 989	5 008	5 099	(110)	(91)	(28)
G et à forfait (T1, T2, T3)	957	956	966	(9)	(10)	(5)
G-9	138	138	128	10	10	7
M	2 497	2 497	2 490	7	7	1
LG	495	495	511	(16)	(16)	(9)
L	1 331	1 331	1 373	(42)	(42)	(18)
H	1	1	1	-	-	-
DT	159	158	170	(11)	(12)	(7)
Éclairage public et sentinelle	59	59	64	(5)	(5)	(4)
Contrats spéciaux	919	919	836	83	83	-
	<b>11 545</b>	<b>11 562</b>	<b>11 637</b>	<b>(92)</b>	<b>(76)</b>	<b>(63)</b>
Réseaux autonomes - D et DM	19	19	17	2	2	2
Réseaux autonomes - G et à forfait	9	9	9	-	-	-
Réseaux autonomes - G-9	-	-	1	(1)	(1)	(1)
Réseaux autonomes - L et M	8	8	6	2	2	2
Réseaux autonomes - Éclairage public et sentinelle	1	1	1	-	-	-
	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>33</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>3</b>
Rabais sur ventes - clientèle MFR	(12)	(12)	(15)	3	3	3
<b>Total Revenus d'électricité du Distributeur <sup>(2)</sup></b>	<b>11 570</b>	<b>11 587</b>	<b>11 654</b>	<b>(84)</b>	<b>(67)</b>	<b>(57)</b>

**Conciliation**

Renversment de la provision réglementaire de 2015	(94)	(94)	(94)	-	-	-
Provision réglementaire de 2016	21	21	21	-	-	-
Compte de nivellement pour aléas climatiques	11			11	-	-
<b>Revenus d'électricité réglementaires</b>	<b>11 508</b>	<b>11 514</b>	<b>11 581</b>	<b>(73)</b>	<b>(67)</b>	<b>(57)</b>

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

(2) La différence entre l'écart des ventes publiées (84 M\$) et l'écart des ventes normalisées (-67 M\$) correspond à l'effet température de 17 M\$ défavorable.

1 Tarifs D et DM : Les ventes réalisées normalisées sont inférieures de 1 520 GWh aux  
 2 ventes reconnues. Cette baisse s'explique en grande partie par les changements dans le  
 3 comportement de la clientèle identifiés au dossier R-3980-2016<sup>1</sup>, soit un déploiement  
 4 accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats  
 5 pour le chauffage des locaux électriques et une consommation unitaire plus faible  
 6 qu'anticipée pour les nouveaux abonnements. L'écart défavorable lié aux revenus nets  
 7 des achats s'explique en majeure partie par les ventes réelles inférieures. La variation du  
 8 profil mensuel des revenus occasionne toutefois une hausse des revenus nets des achats  
 9 de 31 M\$, et ce, principalement au cours des mois d'hiver.

10 Tarif DT : La variation du profil mensuel des revenus engendre un impact négatif de 4 M\$,  
 11 principalement à cause des mois de janvier et février. Les ventes réelles inférieures  
 12 expliquent, quant à elles, une baisse de 3 M\$ des revenus nets des achats.

13 Tarifs G, G9 et M : Les ventes normalisées aux tarifs G et M sont légèrement supérieures  
 14 de 109 GWh à ce qui était prévu, soit un écart de +0,3%. L'écart lié aux revenus nets des  
 15 achats aux tarifs G et M s'explique essentiellement par les variations de volume.

<sup>1</sup> Voir les réponses aux questions 13.1 à 13.4 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072) du dossier R-3980-2016.

1 Tarif L : Des décrets gouvernementaux, publiés après le dépôt de la prévision 2016, ont  
2 entraîné le transfert de ventes du tarif L vers les contrats spéciaux à hauteur de  
3 1 519 GWh. Outre ce transfert, un contexte économique plus favorable dans le secteur  
4 des pâtes et papiers a permis de réaliser des ventes de 644 GWh supérieures à celles  
5 prévues. L'écart lié aux revenus nets des achats s'explique essentiellement par les  
6 variations de volume.

7 Tarif LG : Les ventes ont été plus faibles que prévues, principalement pour les réseaux de  
8 distribution municipaux. L'écart défavorable lié aux revenus nets des achats s'explique à  
9 la fois par des ventes réelles inférieures et par la variation du profil des revenus unitaires  
10 aux réseaux de distribution municipaux.

11 Contrats spéciaux : Les écarts de prévision observés découlent essentiellement du  
12 transfert de ventes en provenance du tarif L et de résultats plus favorables que prévus  
13 chez Rio-Tinto (Alcan et Fer et Titane).

## 2.2. Achats d'électricité

14 Le tableau 5 présente les principaux éléments expliquant la variation des achats  
15 d'électricité.

**TABLEAU 5 :  
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ 2016 - COMPOSITION DES PRINCIPAUX ÉCARTS (M\$)**

ACHATS D'ÉLECTRICITÉ		19 F
Effet favorable lié au volume des ventes d'électricité et aux conditions du marché		83 F
Contrats spéciaux	49 D	
Tarifs de gestion de la consommation	24 D	
Autres tarifs	158 F	
Ajustement lié à l'entente globale cadre 2015 avec le Producteur	3 D	
Ajustement lié au facturé/livré de 2015	1 F	
Ajustement des contrats spéciaux		35 D
Pass-on pour les achats d'électricité		29 D
Effet volume et prix sur les achats d'électricité	158 D	
Effet revenu unitaire	127 F	
Aléas économiques	118 F	
Aléas climatiques	6 F	
Ajustement lié au facturé/livré 2015	3 F	
Ajustement du pass-on 2015 suite à l'ajustement de l'entente globale cadre 2015	3 F	
Ajustement lié au facturé/livré de 2015	1 D	

## 2.3. Charges d'exploitation

16 Les tableaux 6 à 8 présentent les charges d'exploitation du Distributeur selon l'approche  
17 globale ainsi que le détail des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et  
18 des éléments spécifiques.

**TABLEAU 6 :  
APPROCHE GLOBALE RELATIVE AUX CHARGES D'EXPLOITATION 2016 (M\$)**

Composantes	D-2016-033 <sup>(1)</sup>	Réel 2016	Écart Réel vs D-2016-033
Activités de base du Distributeur	970,2	972,2	2,0
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (FIP)	208,1	177,2	(30,9)
Éléments spécifiques	37,5	29,6	(7,9)
Disposition du compte de frais reportés - PCGR des États-Unis	5,4	5,4	-
<b>Total</b>	<b>1 221,2</b>	<b>1 184,4</b>	<b>(36,8)</b>

<sup>(1)</sup> D-2016-033 reflétant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation.

**TABLEAU 7 :  
COMPOSANTES DES ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION  
PARTICULIERS 2016 (M\$)**

Composantes	D-2016-033	Réel 2016	Écart Réel vs D-2016-033
Coût de retraite	46,1	46,1	-
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	16,3	6,1	(10,2)
Mesures de sécurité cybernétique	11,0	11,0	-
Inspection et retraitement des poteaux de bois	15,1	11,9	(3,2)
Dépense de mauvaises créances	89,5	85,6	(3,9)
Interventions en efficacité énergétique (IEÉ)	30,1	16,5	(13,6)
<b>Total</b>	<b>208,1</b>	<b>177,2</b>	<b>(30,9)</b>

**TABLEAU 8 :  
COMPOSANTES DES ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES 2016 (M\$)**

Composantes	D-2016-033	Réel 2016	Écart Réel vs D-2016-033
Électrification du transport collectif	0,8	0,3	(0,5)
Lecture à distance - Phases 2 et 3	36,7	29,3	(7,4)
<b>Total</b>	<b>37,5</b>	<b>29,6</b>	<b>(7,9)</b>

### 2.3.1. Activités de base

1 L'écart de 2,0 M\$ D lié aux activités de base s'explique principalement par les éléments  
2 suivants :

3     o Pannes majeures (7,4 M\$ D) :

4         Le coût des pannes majeures s'élève à 16,0 M\$<sup>2</sup> (dont 15,4 M\$ en charges  
5 d'exploitation) comparativement à la provision de 8,0 M\$ reconnue par la Régie.

6         Le détail du coût des pannes majeures est présenté à la pièce  
7 HQD-2, document 3.1.

<sup>2</sup> Voir la pièce HQD-2, document 3.1, tableau 2, page 4.

- 1      o    Projet CATVAR (8,6 M\$ D) :
- 2            Un écart défavorable de 8,6 M\$ est constaté à la suite de l'abandon du projet
- 3            CATVAR, comme expliqué à la pièce HQD-6, document 15 (section 3.3).
- 4      o    Prestations de travail (15,5 M\$ F) :
- 5            L'écart favorable de 15,5 M\$ est principalement attribuable au comblement de
- 6            poste des métiers-lignes, correspondant à 12 ETC supplémentaires, ainsi qu'à
- 7            l'augmentation du nombre d'heures imputées aux investissements compte tenu
- 8            des besoins du réseau.
- 9    Le tableau 9 présente les composantes de la rubrique Récupération de coûts, tandis que
- 10   le tableau 10 présente les coûts relatifs à la rubrique Réclamations aux tiers et autres par
- 11   types de charges.

**TABLEAU 9 :**  
**RÉCUPÉRATION DE COÛTS (M\$)**

Description	D-2016-033	Réel 2016	Variation réel 2016 vs D-2016-033
<b>Récupération de coûts</b>			
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-26,1	-26,1	-
Réclamations aux tiers et autres	-20,3	-38,4	-18,1
Missions effectuées à l'extérieur du Québec		-5,5	-5,5
Autres	-20,3	-32,9	-12,6
<b>Total</b>	<b>-46,4</b>	<b>-64,5</b>	<b>-18,1</b>

- 12   Une hausse de 18,1 M\$ des revenus de réclamations aux tiers et autres est observée par
- 13   rapport au montant reconnu. De ce montant, 5,5 M\$ sont reliés aux montants facturés
- 14   dans le cadre de missions d'assistance de dépannage effectuées à l'extérieur du Québec
- 15   et qui n'ont pas été inclus dans la prévision des revenus étant donné la nature
- 16   imprévisible de ces travaux. La hausse résiduelle de 12,6 M\$ s'explique essentiellement
- 17   par des revenus supplémentaires liés aux demandes d'intervention des clients sur le
- 18   réseau de distribution et aux réclamations auprès de tiers dues à des bris ou dommages
- 19   causés au réseau de distribution.
- 20   Par ailleurs, ces revenus additionnels sont compensés par une augmentation des coûts
- 21   liés à ces revenus.

**TABLEAU 10 :  
CHARGES RELATIVES AUX RÉCLAMATIONS AUX TIERS ET AUTRES (M\$)**

Description	D-2016-033	Réel 2016	Variation réel 2016 vs D-2016-033
<b>Coûts relatifs à la rubrique « Réclamations aux tiers et autres »</b>			
Masse salariale	6,1	12,3	6,2
Autres charges directes	8,3	15,5	7,2
Charges de services partagés	4,0	6,7	2,7
Coûts capitalisés		0,1	0,1
Amortissement et déclassement	1,0	2,2	1,2
Autres	0,9	1,6	0,7
<b>Total</b>	<b>20,3</b>	<b>38,4</b>	<b>18,1</b>

**2.3.2. Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques**

1 Les principaux écarts portent sur les éléments suivants :

- 2 • Stratégie pour la clientèle à faible revenu (10,2 M\$ F) :

3 La baisse de 10,2 M\$ des coûts liés à la stratégie pour la clientèle à faible revenu  
4 (MFR) s'explique par les éléments suivants :

5 ○ En 2016, le Distributeur a raffiné la façon d'évaluer la portion déjà  
6 provisionnée des radiations MFR. Cet exercice a permis de constater que la  
7 portion des radiations ayant déjà fait l'objet d'une provision dans les années  
8 antérieures est plus élevée que l'estimation initiale. Cette réévaluation  
9 explique 8,4 M\$ de la baisse des coûts de la stratégie MFR. Le Distributeur  
10 précise que cette réévaluation n'a toutefois pas d'impact sur la dépense de  
11 mauvaises créances totale du Distributeur (voir ci-après l'écart défavorable  
12 correspondant relatif à cette dépense).

13 ○ La baisse résiduelle de 1,8 M\$ s'explique par une croissance moins  
14 importante que prévue du nombre d'ententes personnalisées. La variation  
15 du soutien financier découle du volume des ententes personnalisées des  
16 années précédentes. En effet, les clients qui bénéficient de ces ententes  
17 obtiennent la radiation de leur dette sur une période de deux ans, une fois  
18 les termes de l'entente de paiement respectés pendant deux périodes de 12  
19 mois. Conséquemment, cette baisse est liée aux nombre d'ententes  
20 légèrement inférieures de 2015 et de 2016 à celles prévues initialement.

- 1 • Inspection et retraitement des poteaux de bois (3,2 M\$ F) :
- 2 L'écart de 3,2 M\$ s'explique essentiellement par la diminution du prix unitaire à
- 3 la suite de la renégociation des contrats. L'impact de cette baisse a été
- 4 partiellement contrebalancé par l'augmentation du volume de poteaux en
- 5 milieu rural nécessitant une inspection complète.
- 6 • Dépense de mauvaises créances (3,9 M\$ F) :
- 7 L'écart favorable de 3,9 M\$ s'explique par les éléments suivants :
- 8 ○ Comme expliqué précédemment, le raffinement apporté à l'évaluation de la
- 9 portion déjà provisionnée des radiations MFR a entraîné un impact
- 10 défavorable de 8,4 M\$ sur la dépense de mauvaises créances.
- 11 ○ L'écart résiduel favorable de 12,3 M\$ s'explique principalement par la
- 12 diminution des comptes à recevoir en lien avec les températures plus
- 13 chaudes de l'hiver 2015-2016 et par les diverses mesures de
- 14 recouvrement mises en place sur la même période.
- 15 • Interventions en efficacité énergétique (13,6 M\$ F) :
- 16 L'écart de 13,6 M\$ est expliqué à la section 3 de la pièce HQD-7, document 3,
- 17 qui traite des suivis énergétique et budgétaire 2016 relatifs aux interventions
- 18 en efficacité énergétique.
- 19 • Projet LAD (phases 2 et 3) (7,4 M\$ F) :
- 20 L'écart de 7,4 M\$ lié au projet LAD s'explique principalement par la diminution
- 21 de 38 ETC à relocaliser, les employés ayant soit pris leur retraite, soit obtenu
- 22 un nouveau poste chez le Distributeur ou ailleurs dans l'entreprise.

#### 2.4. Autres charges

- 23 La charge d'amortissement s'établit à 641,2 M\$ au 31 décembre 2016 comparativement à
- 24 un montant reconnu de 641,8 M\$. L'écart favorable de 0,6 M\$ s'explique principalement
- 25 par les éléments suivants :
- 26 • Des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels
- 27 moindres de 11,5 M\$, dont 3,9 M\$ découlant des retraits d'actifs effectués dans le
- 28 cadre du déploiement du projet majeur LAD, comme expliqué à la section 5 de la
- 29 pièce HQD-4 document 2.
- 30 • Une augmentation de 7,5 M\$ de l'amortissement des actifs corporels attribuable
- 31 principalement à une hausse de 5,8 M\$ de l'amortissement des compteurs de
- 32 première génération, comme expliqué à la section 5 de la pièce
- 33 HQD-4 document 2.



- 1 • Une augmentation de 2,3 M\$ de l'amortissement des autres actifs attribuable aux  
2 mises en service supérieures à celles reconnues des projets en croissance du  
3 Transporteur.

**2.5. Frais financiers / Coût des capitaux empruntés**

**TABLEAU 11 :  
COMPOSITION DE L'ÉCART  
FRAIS FINANCIERS / COÛT DES CAPITAUX EMPRUNTÉS (M\$)**

Frais financiers / Coût des capitaux empruntés			3,8 D
	D-2016-033 ajustée	Réel	Impact
Taux de la dette	6,276 %	6,183 %	6,4 F
Base de tarification (moyenne 13 mois)	10 519,6 M\$	10 771,6 M\$	10,2 D

**2.6. Revenus autres que ventes d'électricité**

4 Les écarts liés aux revenus autres que les ventes d'électricité sont principalement  
5 attribuables à la facturation externe émise :

- 6 • D'une part, la baisse de 4,3 M\$ des revenus liés aux frais d'administration est  
7 attribuable à un niveau de comptes à recevoir sur lesquels s'appliquent les frais  
8 d'administration plus bas qu'anticipé, en raison des températures douces de l'hiver  
9 2015-2016.
- 10 • D'autre part, une diminution de 4,5 M\$ des revenus de frais de gestion et  
11 d'ouverture de dossier provient du lancement d'un projet pilote, s'échelonnant du  
12 11 avril au 30 septembre 2016 et permettant aux clients résidentiels d'effectuer  
13 leur changement d'adresse sur le Web en évitant ainsi de payer les frais de 20 \$  
14 ou de 50 \$ pour la gestion ou la création de leur dossier (voir la pièce HQD-10,  
15 document 4).

**2.7. Rabais sur ventes – clientèle MFR**

16 Les ententes personnalisées continuent de croître, mais à un rythme moins élevé que par  
17 le passé. L'écart favorable de 3,0 M\$ lié au rabais sur ventes – clientèle MFR est dû à  
18 une baisse du nombre d'ententes prises en 2016 par rapport au nombre d'ententes  
19 initialement prévu pour cette période.

### 3. COÛTS CAPITALISÉS PAR TYPES D'ACTIVITÉS

- 1 Conformément à la demande formulée par la Régie dans le cadre du Rapport
- 2 annuel 2014<sup>3</sup>, le Distributeur présente, au tableau 12, les coûts capitalisés par types
- 3 d'activités.

**TABLEAU 12 :  
COÛTS CAPITALISÉS PAR TYPES D'ACTIVITÉS (M\$)**

Description	2016		
	D-2016-033 ajustée <sup>(1)</sup>	Réel	Écart
Prestations de travail	(269,6)	(296,2)	26,6
<i>Activités de base</i>	(235,4)	(250,9)	15,5
<i>Activités de base avec facteurs d'indexation     particuliers et éléments spécifiques</i>	(34,2)	(45,3)	11,1
Gestion de matériel	(43,9)	(38,5)	(5,4)
<b>Coûts capitalisés</b>	<b>(313,5)</b>	<b>(334,7)</b>	<b>21,2</b>

<sup>(1)</sup> Incluant ajustements organisationnels

<sup>3</sup> Rapport annuel 2014, pièce HQD-12, document 1, question 4.3, p. 12.