

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 6  
DE LA RÉGIE**



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 6 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION (LE DISTRIBUTEUR)  
SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2018-2019**

---

**PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES**

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 6, tableau 1;
  - (ii) Pièce [B-0115](#), p. 26;
  - (iii) Pièce [B-0080](#), p. 14 et 15;
  - (iv) Dossier R-3980-2017, pièce [A-0057](#), p. 19 et 20.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur propose à nouveau cette année de récupérer exceptionnellement, dans les revenus requis de 2018, la totalité des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques, soit un montant de 46,7 M\$ au 31 décembre 2017. Ce montant inclut le solde au 31 décembre 2017 au montant de 29,8 M\$ basé sur le compte de nivellement au 30 avril 2017.

(ii) « Basé sur le compte de nivellement pour aléas climatiques au 31 octobre 2017, le solde au 31 décembre 2017 s'élève à 46,1 M\$ (débiteur) incluant des intérêts de 0,4 M\$ pour 2017. »

(iii) « Plus précisément, dans ses prévisions de hausses tarifaires 2019 et 2020, le Distributeur prévoit une pression à la hausse des coûts d'approvisionnement en lien avec de nouvelles mises en service de projets éoliens et avec l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, ainsi qu'une charge de service de transport plus élevée selon les prévisions à long terme du Transporteur. Ainsi, les modalités de disposition proposées par le Distributeur lui permettront de mieux faire face à ces augmentations anticipées. » [nous soulignons]

(iv) Dans son dossier tarifaire précédent, le Distributeur indiquait qu' :

*« Il ne faudrait pas oublier ces deux années-là [2018 et 2019] vont voir arriver des... des coûts substantiels quant aux mises en service de parcs éoliens et de projets de biomasse. Donc si on ajoute... qui sont des réalités incontournables évidemment, puisque les contrats ont été signés. Évidemment que cela s'ajoute, l'indexation du patrimonial.*

*Donc les prévisions qui sont faites ici pour deux mille dix-huit-dix-neuf (2018-2019) et qui sous-tendent la proposition du Distributeur ou en fait qui motivent la proposition du Distributeur, elles sont robustes. Elles sont basées quand même sur des événements assez prévisibles lorsqu'on constate qu'il s'agit de...de contrats qui, dans le fond, entreront en vigueur formellement ou de mise en service de parcs éoliens et de centrales à biomasse. »*

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez indiquer si la pression à la hausse des coûts d'approvisionnement en lien avec les nouvelles mises en service de projets éolien est basée sur des contrats

signés. Veuillez indiquer s'il y a une possibilité de retard ou de report des mises en service des projets éoliens.

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme que les mises en service de projets éoliens dont il est fait mention à la référence (iii) sont relatives à des contrats déjà signés et approuvés. Les dates de mises en service prévues sont les meilleures informations dont le Distributeur disposait au moment de la préparation du dossier tarifaire et à sa connaissance, aucun changement n'est prévu actuellement.**

- 1.2 Veuillez quantifier l'impact à la hausse des coûts d'approvisionnement en lien avec les nouvelles mises en service de projets éolien sur les hausses tarifaires 2019 et 2020. Veuillez qualifier le niveau de certitude des prévisions des hausses tarifaires 2019 et 2020. Veuillez élaborer

**Réponse :**

**Le Distributeur estime que les nouvelles mises en service de projets éoliens auront un impact à la hausse sur les coûts d'approvisionnement d'environ 12,9 M\$ en 2019 et 4,2 M\$ en 2020 (en tenant compte des coûts de l'entente d'intégration éolienne associés à ces projets). Les mises en service prévues des autres projets (biomasse et petites centrales hydrauliques) expliquent pour leur part une hausse des coûts d'approvisionnement de l'ordre de 38,3 M\$ en 2019 et de 30,9 M\$ en 2020.**

**Le Distributeur rappelle que ses prévisions de hausses tarifaires sont établies au meilleur de sa connaissance sur la base de l'information disponible au moment de la préparation du dossier tarifaire, eu égard au contexte qui prévaut. Ces prévisions sont sujettes aux modifications des paramètres ou hypothèses découlant de l'évolution de son contexte au cours des prochaines années.**

- 1.3 Considérant l'indication d'une pression à la hausse des coûts d'approvisionnement prévue en 2019 et 2020, veuillez indiquer si le Distributeur maintient sa proposition de disposition de la totalité des soldes de comptes de nivellement en 2018, avec le solde au 31 décembre 2017 basé sur le compte de nivellement au 30 avril 2017 (29,8 M\$) ou celui basé sur le compte de nivellement au 31 octobre 2017 (46,1 M\$). Veuillez justifier.

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme avoir considéré l'impact de la hausse des coûts d'approvisionnement de 2019 et 2020 dans sa proposition de disposer en totalité les soldes des comptes de nivellement en 2018.**

Le tableau R-1.3 illustre l'impact sur les revenus requis de modifier la proposition du Distributeur afin d'intégrer le solde au 31 octobre 2017 du compte de nivellement pour aléas climatiques ainsi que la prévision dix mois réels et deux mois projetés (10/2) du compte de *pass-on*.

**TABLEAU R-1.3 :  
VERSEMENT AUX REVENUS REQUIS 2018 (M\$)**

	2017	Année témoin 2018 (HQD-3, document 3)		Année témoin 2018 (prévision 10/2)		Écarts	
	D-2017-022	Modalités de disposition en vigueur	Proposition du Distributeur	Modalités de disposition en vigueur	Proposition du Distributeur	Modalités de disposition en vigueur	Proposition du Distributeur
Compte de <i>pass-on</i>							
2015	9,0						
2016	-8,2	-21,0	-21,0	-21,0	-21,0	0,0	0,0
2017		-8,9	-8,9	-19,7	-19,7	-10,8	-10,8
	0,8	-29,9	-29,9	-40,7	-40,7	-10,8	-10,8
Nivellement pour aléas climatiques							
2010	30,6						
2011	26,1						
2012	77,5						
2013	-26,4						
2014	7,2						
2015	49,6						
2016	-5,1	3,4	16,9	3,4	16,9	0,0	0,0
2017		0,0	29,8	0,0	46,2	0,0	16,4
Intérêts	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0
	159,5	3,7	46,7	3,7	63,1	0,0	16,4
Impact net	160,3	-26,2	16,8	-37,0	22,4	-10,8	5,6
Écart par rapport à 2017		-186,5	-143,5	-197,3	-137,9	-27,6	-11,2
Impact tarifaire		-1,7%	-1,3%	-1,8%	-1,3%	-0,3%	-0,1%

Ainsi, l'intégration des données au 31 octobre 2017 a pour effet d'augmenter les revenus requis de 5,6 M\$. Le Distributeur maintient donc sa position quant à la disposition de la totalité des soldes de comptes de nivellement et s'en remet à la Régie pour le solde à disposer en 2018, à savoir celui au 30 avril ou celui au 31 octobre.

2. Références : (i) Pièce [B-0040](#), p. 19 et 20;  
(ii) Pièce [B-0080](#), p 16;  
(iii) Décision [D-2017-119](#), p.10.

**Préambule :**

- (i) « Conformément à la pièce HQD-3, document 3, le Distributeur propose de verser le solde de 3,2 M\$ (crédeur) au 31 décembre 2017, aux revenus requis de 2018.

Le tableau 10 présente l'évolution du compte d'écart relatif au programme Conversion à l'électricité. »

**TABLEAU 10 :  
ÉVOLUTION DU COMPTE D'ÉCARTS – PROGRAMME CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ (M\$)**

	2017			Total	Impact revenus requis
	Ventes d'électricité	Charges d'exploitation	Intérêts		
Opérations en 2017					
Écart de l'année (estimation 4/8)	(3,5)	0,3	-	(3,2)	
Solde au 31 décembre 2017	(3,5)	0,3	-	(3,2)	
Opérations en 2018					
Solde 2017 versé aux revenus requis	3,5	(0,3)		3,2	(3,2)
Solde au 31 décembre 2018	-	-	-	-	(3,2)

(ii) Le 28 septembre 2017, la Régie a demandé au Distributeur de ventiler par composantes l'incidence sur les revenus et les revenus requis 2018 du Distributeur, si elle devait refuser le programme Conversion à l'électricité (le Programme) présenté au dossier R-4000-2017, en distinguant : l'impact 2017 sur l'année témoin 2018 et l'impact 2018 sur l'année témoin 2018.

Le 24 octobre 2017, le Distributeur indique qu'il « *n'est pas en mesure de répondre à cette question sans une analyse plus poussée. En effet, afin de déterminer précisément l'impact sur les revenus requis, le Distributeur devrait refaire une projection de ses coûts d'approvisionnement et de ses revenus sur la base d'une nouvelle prévision de la demande amputée de 34 GWh. Cette mise à jour ne peut être effectuée dans les délais impartis.*

*Toutefois, le Distributeur rappelle qu'il a présenté au dossier R-4000-2017 une analyse financière qui estime que le Programme aurait un impact à la baisse sur ses revenus requis d'environ 7 M\$ en 2018. Il est cependant important de noter que cette estimation a été effectuée à partir des intrants ayant servis à l'analyse économique du Programme, notamment les coûts évités de la fourniture. Or, les coûts considérés aux fins de cette analyse économique sont supérieurs aux coûts moyens d'approvisionnement inclus dans les revenus requis du présent dossier.*

*Malgré tout, cette analyse financière permet d'estimer que le retrait du Programme aurait un impact minime sur la hausse tarifaire.*

*Conséquemment, considérant, d'une part, le besoin d'une analyse plus poussée et, d'autre part, l'impact non significatif sur la hausse tarifaire 2018, le Distributeur propose de fournir l'information demandée, si nécessaire, selon la décision sur le fond que la Régie rendra dans le cadre du dossier R-4000-2017.* »

(iii) Le 3 novembre 2017, la Régie a rendu sa décision (motifs à suivre) relative à la demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel. Voici un extrait :

« [41] C'est pourquoi la Régie rejette la demande du Distributeur d'approuver son programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel.

[42] Par ailleurs, la Régie rappelle que dans sa décision D-2017-037, elle créait un compte de report pour capter les sommes associées au Programme et concluait :

« [50] Toutefois, dans le cas où le Programme ne serait pas autorisé, les sommes qui seraient incluses au CÉR ne pourraient pas être récupérées au cours des prochaines années ».

[43] En conséquence, la Régie met fin au CÉR et en radie les montants inscrits. »

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez indiquer si la somme versée aux revenus requis 2018 au montant créditeur de 3,2 M\$ (référence (i)) fait partie de l'estimé de l'impact à la baisse sur les revenus requis 2018 d'environ 7 M\$ (référence (iii)). Veuillez expliquer.

**Réponse :**

**Le montant de 7 M\$ ci-haut mentionné correspond à l'estimation de l'impact sur les revenus requis 2018 selon l'analyse financière déposée dans le cadre du dossier R-4000-2017<sup>1</sup>. Le Distributeur rappelle que cette estimation a été effectuée à partir des intrants ayant servi à l'analyse économique du programme Conversion à l'électricité, notamment les coûts évités de la fourniture. Le montant créditeur de 3,2 M\$ du compte d'écarts relatif au programme ne fait donc pas partie de ce montant.**

- 2.2 Veuillez ventiler par composantes<sup>2</sup> l'incidence sur les revenus et les revenus requis 2018 du Distributeur, pour tenir compte de la décision D-2017-119, en distinguant :

- l'impact 2017 sur l'année témoin 2018;
- l'impact 2018 sur l'année témoin 2018.

**Réponse :**

**Le tableau R-2.2 présente l'information demandée.**

---

<sup>1</sup> Voir la pièce HQD-1, document 3 (B-0050) du dossier R-4000-2017, tableau 5.

<sup>2</sup> Ventes d'électricité, compte de *pass-on*, charges d'exploitation, amortissement, rendement de la base de tarification, et autres.

**TABLEAU R-2.2 :  
COMPOSANTES DE L'IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS 2018  
DE LA DÉCISION D-2017-119 (M\$)**

<b>Impact 2017 sur l'année témoin 2018</b>	<b>3,6</b>
<b>Retrait du compte d'écarts - Programme Conversion à l'électricité 2017, versé en 2018</b>	<b>3,2</b>
Charges d'exploitation	(0,3)
Autres charges	3,5
<b>Ajustement compte de <i>pass-on</i> 2017, versé en 2018</b>	<b>0,4</b>
<b>Impact 2018 sur l'année témoin 2018</b>	<b>(15,0)</b>
<b>Achats d'électricité</b>	<b>(12,9)</b>
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>(0,2)</b>
Services professionnels et autres	(0,2)
<b>Autres charges</b>	<b>(1,0)</b>
Amortissement	(1,0)
<b>Rendement de la base de tarification</b>	<b>(0,9)</b>
Frais financiers	(0,5)
Bénéfice réglementé	(0,4)
<b>Impact total sur les revenus requis 2018</b>	<b>(11,4)</b>
<b>Revenus des ventes 2018</b>	<b>(29,5)</b>
<b>Impact total sur les revenus additionnels requis 2018</b>	<b>18,1</b>

2.3 Veuillez déposer également la mise à jour des pièces suivantes pour l'année de base 2017 et l'année témoin 2018 :

- Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2018 (tableaux 1 à 3 de la pièce [B-0008](#));
- Composantes détaillées des revenus requis (tableau 2 de la pièce [B-0020](#)), selon le format suivant :
  - Année de base 2017, en 3 colonnes : avec le Programme, ajustements, D-2017-119,
  - Année témoin 2018, en 3 colonnes : avec le Programme, ajustements, D-2017-119;
- Prévision du bénéfice réglementé et rendement des capitaux propres anticipé de l'année de base 2017 (tableaux 3 et 4 de la pièce [B-0020](#));
- Prévision de la demande (tableaux 7 et A-2 de la pièce [B-0015](#)) ;
- Approvisionnements en électricité (tableaux 3, 5 et 6 de la pièce [B-0022](#)) ;
- Base de tarification de l'année de base 2017 et l'année témoin 2018 (tableaux 5 à 8 de la pièce [B-0033](#));
- Compte de *pass-on* (tableau B-1 de la pièce [B-0040](#)).

**Réponse :**

**Le Distributeur n'est pas en mesure de présenter toute l'information demandée dans les délais impartis. Il évalue toutefois que le retrait du**

programme Conversion à l'électricité aura pour effet d'augmenter les revenus additionnels requis de 2018 de 18,1 M\$<sup>3</sup>.

Le Distributeur présente néanmoins au tableau R-2.3 les composantes détaillées des revenus requis de l'année de base 2017 et de l'année témoin 2018.

---

<sup>3</sup> Excluant l'impact sur le calcul de l'encaisse réglementaire.

**TABLEAU R-2.3 :  
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS (M\$)**

	Année de base 2017			Année témoin 2018		
	Avec le programme Conversion à l'électricité	Ajustements	Sans le programme Conversion à l'électricité	Avec le programme Conversion à l'électricité	Ajustements	Sans le programme Conversion à l'électricité
<b>REVENUS REQUIS</b>	<b>11 802,5</b>	<b>-2,5</b>	<b>11 800,0</b>	<b>11 933,5</b>	<b>-11,4</b>	<b>11 922,1</b>
<b>ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT</b>	<b>8 824,7</b>	<b>-2,5</b>	<b>8 822,2</b>	<b>9 024,0</b>	<b>-12,5</b>	<b>9 011,5</b>
• <b>Achats d'électricité</b>	<b>5 960,8</b>	<b>-2,5</b>	<b>5 958,3</b>	<b>6 058,7</b>	<b>-12,5</b>	<b>6 046,2</b>
Patrimoniales	4 475,6	-2,0	4 473,6	4 495,1	-12,9	4 482,2
Postpatrimoniales	1 584,5		1 584,5	1 776,4		1 776,4
Tarif de gestion de la consommation	16,1		16,1			0,0
Ajustement des contrats spéciaux	-125,1	-0,1	-125,2	-182,9		-182,9
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2013						
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2014						
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2015	9,0		9,0			0,0
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2016	-8,2		-8,2	-21,0		-21,0
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité 2017	8,9	-0,4	8,5	-8,9	0,4	-8,5
• <b>Service de transport</b>	<b>2 863,9</b>	<b>0,0</b>	<b>2 863,9</b>	<b>2 965,3</b>	<b>0,0</b>	<b>2 965,3</b>
Charge locale	2 859,1		2 859,1	2 967,5		2 967,5
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	6,8		6,8	-4,2		-4,2
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2015						
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2017	-2,0		-2,0	2,0		2,0
<b>COÛTS DE DISTRIBUTION &amp; SERVICES À LA CLIENTÈLE</b>	<b>2 977,8</b>	<b>0,0</b>	<b>2 977,8</b>	<b>2 909,5</b>	<b>1,1</b>	<b>2 910,6</b>
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>1 128,7</b>	<b>0,0</b>	<b>1 128,7</b>	<b>1 383,9</b>	<b>-0,5</b>	<b>1 383,4</b>
• <b>Charges brutes directes</b>	<b>907,4</b>	<b>0,0</b>	<b>907,4</b>	<b>1 158,4</b>	<b>-0,5</b>	<b>1 157,9</b>
Masse salariale	570,7	0,0	570,7	772,3	0,0	772,3
Salaire de base	430,1		430,1	459,8		459,8
Temps supplémentaire	40,4		40,4	38,1		38,1
Primes et revenus divers	26,2	0,0	26,2	26,6	0,0	26,6
Rémunération incitative selon la performance	2,4		2,4	2,5		2,5
Autres primes	23,8		23,8	24,1		24,1
Avantages sociaux	74,0	0,0	74,0	247,8	0,0	247,8
Avantages sociaux - Coût de retraite	103,3		103,3	115,4		115,4
Avantages sociaux - Autres	64,8		64,8	65,1		65,1
Compte d'écarts - Coût de retraite	-24,8	0,0	-24,8	-2,5	0,0	-2,5
Compte d'écarts 2014						
Compte d'écarts 2015	-3,8		-3,8			0,0
Compte d'écarts 2016	-24,2		-24,2	0,7		0,7
Compte d'écarts 2017	3,2		3,2	-3,2		-3,2
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715	-69,3	0,0	-69,3	69,8	0,0	69,8
Compte d'écarts relatif au coût de retraite	-84,9		-84,9	85,5		85,5
Compte d'écarts relatif aux autres régimes	15,6		15,6	-15,7		-15,7
Autres charges directes	398,4	0,0	398,4	437,1	-0,5	436,6
Dépenses de personnel et indemnités	17,1		17,1	18,4		18,4
Services externes et ressources financières	264,5	0,0	264,5	301,2	-0,5	300,7
Services externes	160,9	-0,3	160,6	185,8	-0,2	185,6
Maîtrise de la végétation	59,0		59,0	72,6		72,6
Courrier, messagerie	20,1		20,1	19,6		19,6
Services professionnels et autres	81,8	-0,3	81,5	93,6	-0,2	93,4
Ressources financières	103,6	0,3	103,9	115,4	-0,3	115,1
Mauvaises créances	87,3		87,3	93,4		93,4
Comptes à recevoir, intérêts et autres	8,6		8,6	9,6		9,6
Provision - Pannes majeures	8,0		8,0	8,0		8,0
Compte d'écarts - Pannes majeures				4,1		4,1
Compte d'écarts - Événements imprévisibles en réseaux autonomes						
Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis						
Compte d'écarts - Programme Conversion à l'électricité	-0,3	0,3	0,0	0,3	-0,3	0,0
Stock, achats, locations et autres	116,8		116,8	117,5		117,5
Récupération de coûts	-61,7	0,0	-61,7	-51,0	0,0	-51,0
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-25,9		-25,9	-26,0		-26,0
Réclamations aux tiers et autres	-35,8		-35,8	-25,0		-25,0

*( suite du tableau à la page suivante )*

**TABLEAU R-2.3 (SUITE) :**  
**COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS (M\$)**

	Année de base 2017			Année témoin 2018		
	Avec le programme Conversion à l'électricité	Ajustements	Sans le programme Conversion à l'électricité	Avec le programme Conversion à l'électricité	Ajustements	Sans le programme Conversion à l'électricité
• Charges de services partagés	545,6	0,0	545,6	597,9	0,0	597,9
Centre de services partagés	155,8	0,0	155,8	168,6	0,0	168,6
Approvisionnement	7,1		7,1	9,5		9,5
Immobilier	60,9		60,9	65,0		65,0
Gestion du matériel	33,6		33,6	34,9		34,9
Alimentation et hébergement	0,2		0,2	0,2		0,2
Services alimentaires	1,0		1,0	1,0		1,0
Transport aérien	0,6		0,6	0,7		0,7
Gestion documentaire	2,7		2,7	2,3		2,3
Environnement	2,1		2,1	1,9		1,9
Services de transport	47,6		47,6	53,1		53,1
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications	198,0	0,0	198,0	209,4	0,0	209,4
Poste de travail TIC	45,0		45,0	41,6		41,6
Produits TIC d'entreprise	29,6		29,6	54,1		54,1
Produits d'exploitation TIC	73,1		73,1	61,4		61,4
Conduite du réseau	2,6		2,6	3,8		3,8
Radios mobiles	13,5		13,5	13,7		13,7
Postes et centrales	0,4		0,4	0,4		0,4
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres	23,3		23,3	21,8		21,8
Services de développement TIC	10,5		10,5	12,6		12,6
Unités corporatives	138,2	0,0	138,2	145,2	0,0	145,2
Finances	36,5		36,5	37,6		37,6
Ressources humaines	88,0	0,0	88,0	92,3	0,0	92,3
Sécurité corporative	20,5		20,5	23,0		23,0
Autres	67,5		67,5	69,3		69,3
Affaires corporatives et secrétariat général	13,7	0,0	13,7	15,3	0,0	15,3
Affaires juridiques	5,1		5,1	5,7		5,7
Relations avec le milieu et autres unités	8,6		8,6	9,6		9,6
Innovation (IREQ)	23,1	0,0	23,1	24,2	0,0	24,2
Innovation technologique et expertises	23,1		23,1	24,2		24,2
Développement des affaires	1,1		1,1	0,8		0,8
Hydro-Québec TransÉnergie	5,0		5,0	5,8		5,8
Hydro-Québec Production	2,2		2,2	2,3		2,3
Hydro-Québec Équipement	12,4		12,4	5,1		5,1
Variation du coût de retraite non réparti par produits	31,8		31,8	0,0		0,0
Variation du coût des autres régimes non réparti par produits			0,0			0,0
Compte d'écarts - Coût de retraite	-2,3	0,0	-2,3	-2,0	0,0	-2,0
Compte d'écarts 2014						0,0
Compte d'écarts 2015	1,9		1,9			0,0
Compte d'écarts 2016	-6,2		-6,2			0,0
Compte d'écarts 2017	2,0		2,0	-2,0		-2,0
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715	-28,5	0,0	-28,5	28,8	0,0	28,8
Compte d'écarts relatif au coût de retraite	-34,6		-34,6	34,9		34,9
Compte d'écarts relatif aux autres régimes	6,1		6,1	-6,1		-6,1
Rendement des fournisseurs	8,8	0,0	8,8	9,7	0,0	9,7
Centre de services partagés	2,8		2,8	2,6		2,6
Vice-présidence - Technologies de l'information et des communications	5,4		5,4	6,1		6,1
Innovation (IREQ)	0,6		0,6	1,0		1,0
• Coûts capitalisés	-324,3	0,0	-324,3	-372,4	0,0	-372,4
Prestations de travail	-280,4	0,0	-280,4	-328,4	0,0	-328,4
Prestations de travail	-301,1		-301,1	-309,6		-309,6
Compte d'écarts - Coût de retraite	0,7	0,0	0,7	1,4	0,0	1,4
Compte d'écarts 2014						0,0
Compte d'écarts 2015	-3,2		-3,2			0,0
Compte d'écarts 2016	5,3		5,3			0,0
Compte d'écarts 2017	-1,4		-1,4	1,4		1,4
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715	20,0	0,0	20,0	-20,2	0,0	-20,2
Compte d'écarts relatif au coût de retraite	24,5		24,5	-24,7		-24,7
Compte d'écarts relatif aux autres régimes	-4,5		-4,5	4,5		4,5
Gestion de matériel	-43,9		-43,9	-44,0		-44,0
• Réduction globale des charges d'exploitation						

( suite du tableau à la page suivante )

**TABLEAU R-2.3 (SUITE) :  
COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS (M\$)**

	Année de base 2017			Année témoin 2018		
	Avec le programme Conversion à l'électricité	Ajustements	Sans le programme Conversion à l'électricité	Avec le programme Conversion à l'électricité	Ajustements	Sans le programme Conversion à l'électricité
<b>Autres charges</b>	<b>1 119,4</b>	<b>0,0</b>	<b>1 119,4</b>	<b>943,2</b>	<b>2,5</b>	<b>945,7</b>
• Achats de combustible	86,5	0,0	86,5	94,8	0,0	94,8
Achats de combustible	83,3		83,3	97,2		97,2
Compte d'écarts 2014						
Compte d'écarts 2015	0,6		0,6			0,0
Compte d'écarts 2016	-0,3		-0,3	0,5		0,5
Compte d'écarts 2017	2,9		2,9	-2,9		-2,9
• Amortissement et déclassement	918,4	0,0	918,4	755,4	-1,0	754,4
Immobilisations en exploitation	488,0		488,0	500,6		500,6
Contrat de location-acquisition	2,4		2,4	2,4		2,4
Actifs incorporels en exploitation	84,0		84,0	30,1		30,1
Autres actifs	171,5	0,0	171,5	162,6	-1,0	161,6
Interventions en efficacité énergétique	141,0		141,0	130,2		130,2
Programmes et activités de TEQ (anc. BEIÉ)	15,4		15,4	15,4		15,4
Programme Conversion à l'électricité				1,0	-1,0	0,0
Contributions à des projets de raccordement	12,5		12,5	12,6		12,6
Autres actifs réglementaires	2,6		2,6	3,4		3,4
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	13,0		13,0	13,0		13,0
Compte de nivellement pour aléas climatiques	159,5		159,5	46,7		46,7
Réduction globale de l'amortissement						
• Compte d'écarts - Programme Conversion à l'électricité				-3,5	3,5	0,0
• Taxes	114,5	0,0	114,5	96,5	0,0	96,5
Services publics	45,1		45,1	45,8		45,8
Municipales et scolaires	14,9		14,9	14,8		14,8
Transition énergétique Québec (TEQ)	54,5	0,0	54,5	35,9	0,0	35,9
TEQ (anc. BEIÉ)	35,9		35,9	35,9		35,9
Compte d'écarts 2014						
Compte d'écarts 2015	7,6		7,6			0,0
Compte d'écarts 2016	11,0		11,0			0,0
<b>Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs</b>	<b>1,2</b>	<b>0,0</b>	<b>1,2</b>	<b>-203,8</b>	<b>0,0</b>	<b>-203,8</b>
Coût de retraite	-118,7		-118,7	-121,6		-121,6
Coût des autres régimes	19,8		19,8	18,6		18,6
Compte d'écarts - Coût de retraite 2017	17,5		17,5	-17,6		-17,6
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715	82,6	0,0	82,6	-83,2	0,0	-83,2
Compte d'écarts relatif au coût de retraite	101,2		101,2	-101,9		-101,9
Compte d'écarts relatif aux autres régimes	-18,6		-18,6	18,7		18,7
<b>Frais corporatifs</b>	<b>30,0</b>	<b>0,0</b>	<b>30,0</b>	<b>36,1</b>	<b>0,0</b>	<b>36,1</b>
Frais corporatifs	32,4		32,4	34,2		34,2
Compte d'écarts - Coût de retraite	0,0	0,0	0,0	-0,5	0,0	-0,5
Compte d'écarts 2014						
Compte d'écarts 2015						
Compte d'écarts 2016	-0,5		-0,5			0,0
Compte d'écarts 2017	0,5		0,5	-0,5		-0,5
Compte d'écarts - Modifications à l'ASC 715	-2,4	0,0	-2,4	2,4	0,0	2,4
Compte d'écarts relatif au coût de retraite	-2,9		-2,9	2,9		2,9
Compte d'écarts relatif aux autres régimes	0,5		0,5	-0,5		-0,5
<b>Rendement de la base de tarification</b>	<b>698,5</b>	<b>0,0</b>	<b>698,5</b>	<b>750,1</b>	<b>-0,9</b>	<b>749,2</b>
• Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	433,4		433,4	439,8	-0,5	439,3
• Capitaux propres (bénéfice réglementé)	265,1		265,1	310,3	-0,4	309,9
Taux de rendement de la base de tarification	<b>6,521%</b>		<b>6,520%</b>	<b>6,938%</b>		<b>6,938%</b>
Coût de la dette	6,224%		6,224%	6,259%		6,259%
Taux de rendement des capitaux propres	7,070%		7,071%	8,200%		8,200%
Base de tarification (moyenne 13 mois)*	<b>10 713,098</b>	<b>-0,784</b>	<b>10 712,315</b>	<b>10 810,175</b>	<b>-12,818</b>	<b>10 797,356</b>

\* Excluant l'impact du calcul de l'encaisse réglementaire.

1 **Le Distributeur propose de présenter l'impact de la décision D-2017-119 dans**  
2 **le cadre de la mise à jour des informations relatives au dossier tarifaire**  
3 **2018-2019 suivant la décision qui sera rendue par la Régie en mars prochain.**  
4 **Par ailleurs, le Distributeur souligne qu'il a présenté une version plus à jour**

1 du *pass-on* incluant le retrait du programme Conversion à l'électricité à sa  
2 réponse à la question 10.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie  
3 à la pièce HQD-15, document 1.4.2.

### MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

3. Référence : Pièce [B-0026](#), p. 8 et 9.

#### Préambule :

Le Distributeur explique l'écart entre l'année témoin 2018 et l'année de base 2017 :

« *L'augmentation des salaires de base de 29,7 M\$ s'explique comme suit :*

- *un ajustement économique totalisant 11,3 M\$ (2,6 %) provenant des augmentations salariales, plus particulièrement de celles convenues aux conventions collectives ;*
- *un ajustement lié à l'évolution de la main-d'oeuvre projetée pour un montant de 3,5 M\$;*

[...] »

#### Demande :

3.1 Veuillez quantifier l'augmentation (en M\$ et en %) des salaires de base entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu par la Régie en 2017, reliée aux éléments suivants :

- l'ajustement économique provenant des augmentations salariales ;
- l'ajustement lié à l'évolution de la main d'oeuvre projetée.

#### Réponse :

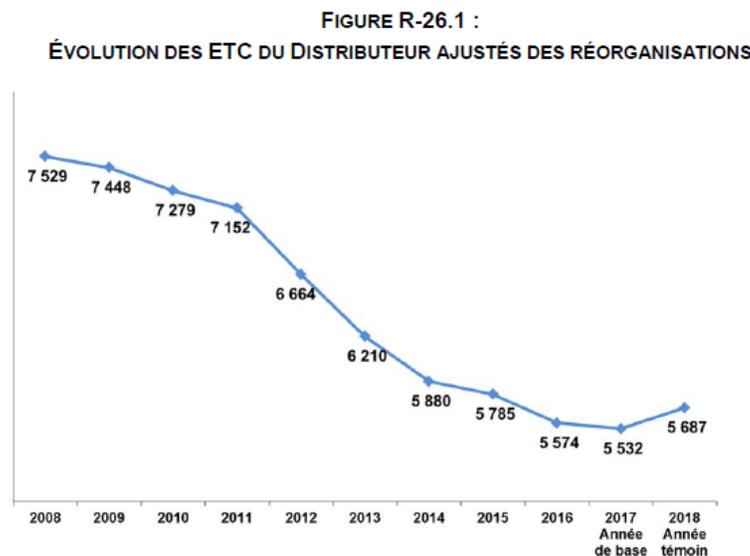
4 **L'augmentation des salaires de base liée aux éléments demandés s'explique**  
5 **comme suit :**

- 6 • **un ajustement économique totalisant 13,7 M\$ (3,2 %) provenant des**  
7 **augmentations salariales ;**
- 8 • **un ajustement lié à l'évolution de la main-d'oeuvre projetée pour un**  
9 **montant de 3,4 M\$ (0,8 %).**

4. **Références :** (i) Pièce [B-0080](#), p. 66, figure R-26.1;  
(ii) Dossier R-3980-2017, [pièce B-0160](#), p. 13, tableau R-5.4;  
(iii) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 3 et 4.

**Préambule :**

- (i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente à la figure R-26.1, l'évolution des ETC ajustés des réorganisations, de 2008 à 2018.



La Régie note un accroissement de 113 ETC entre 2016 et 2018.

- (ii) Dans le dossier tarifaire précédent, le Distributeur présentait au tableau R-5.4, l'évolution des ETC associés au projet LAD, de 2008 à 2017.

**TABLEAU R-5.4 :**  
**ÉVOLUTION DES ETC ASSOCIÉS AU PROJET LAD**

Année	Gains structurants cumulatifs	Élément spécifique LAD	Impact net 2017
2008	-	-	
2009	-	-	
2010	-	13	
2011	-	25	
2012	-	35	
2013	-61	184	
2014	-200	262	
2015	-528	483	
AB 2016	-701	385	
AT 2017	-726	129	-597

- (iii) Dans sa preuve, la FCEI indique que :

« Toutefois les années 2016 et 2018 ne sont pas directement comparables. Notamment, la fin du projet LAD a libéré beaucoup de ressources et mené au départ de 135 ETC temporaire, au transfert de 81 ETC vers les activités de base non liées au remplacement de compteurs et à une réduction de 19 ETC associée aux employés à relocaliser entre 2016 et 2017 et à 17 ETC associée aux employés à relocaliser entre 2017 et 2018. Le projet LAD a aussi généré des gains d'efficience de 25 ETC additionnels.

Si l'on tient compte de ces départs et relocalisations, la hausse des ressources disponibles pour la réalisation d'activités autres que le remplacement de compteurs entre 2016 et 2018 est de 390 ETC. »

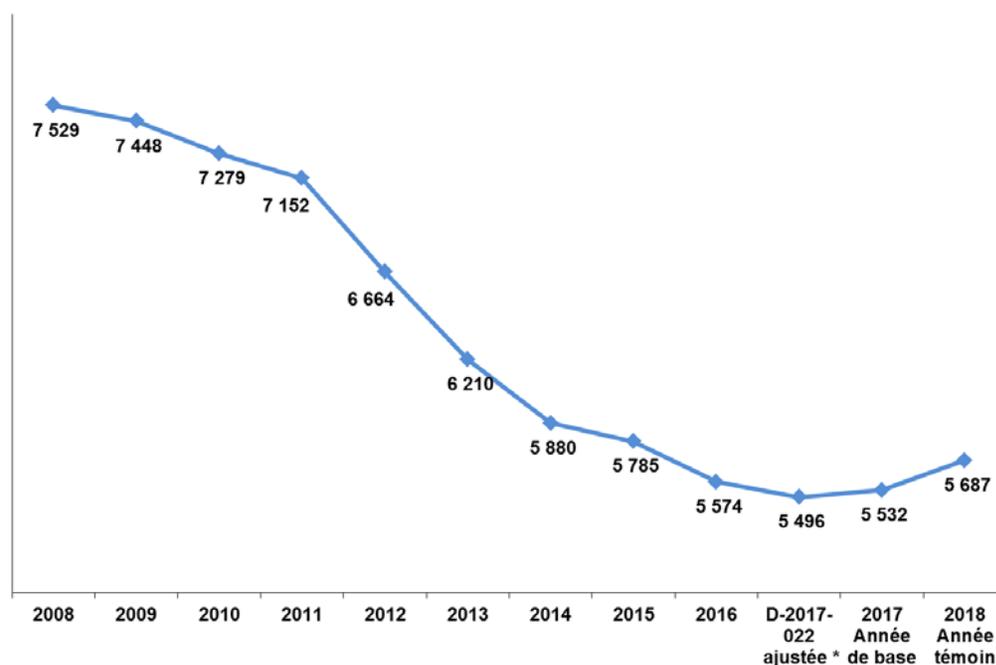
**Demandes :**

4.1 Veuillez déposer la figure R-26.1 (référence (i)) en indiquant le nombre d'ETC autorisé en 2017.

**Réponse :**

- 1 **La figure R-4.1 constitue la mise à jour de la figure présentée au préambule (i)**
- 2 **incluant le nombre d'ETC autorisé en 2017.**

**FIGURE R-4.1 :  
ÉVOLUTION DES ETC DU DISTRIBUTEUR AJUSTÉS DES RÉORGANISATIONS**



\* Ajustée des réorganisations

4.2 Veuillez déposer la mise à jour du tableau R-5.4 (référence (ii)), de 2008 à 2018. Veuillez indiquer également les nombres d'ETC autorisés en 2017.

Réponse :

- 1 Le tableau R-4.2 constitue la mise à jour du tableau présenté au préambule (ii),  
2 incluant le nombre d'ETC autorisé en 2017.

**TABLEAU R-4.2 :  
ÉVOLUTION DES ETC ASSOCIÉS AU PROJET LAD**

Année	Gains structurants cumulatifs	Élément spécifique LAD <sup>1</sup>	Impact net 2018
2008	-	-	
2009	-	-	
2010	-	13	
2011		25	
2012		35	
2013	-61	184	
2014	-200	262	
2015	-528	483	
2016	-701	399	
D-2017	-726	129	
AB 2017	-726	112	
AT 2018	-726	110	-616

<sup>1</sup> Les effectifs liés au projet LAD proviennent majoritairement des activités «Autres» mais également des activités liées aux services à la clientèle.

- 3 Le Distributeur souligne que l'élément spécifique LAD est présenté à titre  
4 informatif seulement puisqu'il est intégré aux activités de base pour l'année  
5 témoin 2018.

- 6 De plus, les 110 ETC de l'année témoin 2018 correspondent, d'une part, à  
7 l'effectif en lien avec les activités de l'option de compteur non communicant  
8 et du centre d'exploitation mesurage et, d'autre part, aux employés à  
9 relocaliser.

- 4.3 Veuillez indiquer la hausse des ETC entre 2016 et 2018, en excluant tous les ETC associés au projet LAD. Veuillez détailler et concilier.

Réponse :

- 10 Le tableau R-4.3 présente l'évolution des ETC de l'année 2016 à l'année  
11 témoin 2018 en excluant l'impact du projet LAD.

**TABLEAU R-4.3 :  
ÉVOLUTION DES ETC EXCLUANT L'IMPACT DU PROJET LAD 2016-2018**

	ETC	Référence
<b>Réel 2016</b>	<b>5 574</b>	<b>Pièce HQD-8, document 2, tableau 2</b>
(-) Élément spécifique 2016	(399)	Tableau R-4.2
(+) Ajustements à l'élément spécifique de 2016		
Retour des ETC de l'élément spécifique aux activités de base	102	Dossier R-3980-2016, pièce HQD-8, document 2, page 7
Retour des ETC de l'élément spécifique aux activités de base - utilisation temporaire en 2016 d'effectifs pour terminer le projet LAD	84	Rapport annuel 2016, HQD-10, document 1, page 6
Relocalisation d'ETC en recouvrement commercial	12	Pièce HQD-9, document 5.1, page 10
(-) Gains réalisés en 2017 associés au projet LAD	(25)	Pièce HQD-9, document 5.1, tableau 2
(+) Élément spécifique AT 2018	110	Tableau R-4.2
<b>Année témoin 2018 ajustée du projet LAD</b>	<b>5 458</b>	
Année témoin 2018	5 687	Pièce HQD-8, document 2, tableau 2
	<b>↑ 229</b>	

L'augmentation de 229 ETC entre l'année 2016 et l'année témoin 2018 excluant l'impact du projet LAD s'explique principalement par les éléments suivants :

- activités liées au réseau de distribution (+127 ETC) ;
- activités liées aux services à la clientèle (-11 ETC) ;
- activités autres :
  - stabilisation de la structure opérationnelle des activités de mesurage (+39 ETC) ;
  - activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue (+34 ETC) ;
- facteurs Y (+38 ETC).

4.4 Veuillez confirmer ou infirmer la hausse de 390 ETC entre 2016 et 2018 déterminée par la FCEI (référence (iii)). Veuillez concilier et expliquer.

Réponse :

Comme démontré à la réponse à la question 4.3, la hausse des ETC entre l'année 2016 et l'année témoin 2018 excluant l'impact du projet LAD est de 229 ETC.

La conciliation de la FCEI est effectuée à partir des ETC de l'année de base 2016 plutôt que des ETC réels de 2016. De plus, l'intervenant considère le transfert d'ETC de l'élément spécifique LAD en 2017 vers les activités de base en 2018 comme une réduction d'ETC alors que ce transfert a un impact nul sur l'évolution des ETC du Distributeur.

- 5. Références :**
- (i) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 7;
  - (ii) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 4 et 5;
  - (iii) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 5 et 6;
  - (iv) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 6 et 7.

**Préambule :**

(i) « [...] en l'absence de justifications adéquates la FCEI demande à la Régie de ne pas autoriser les 82 ETC pour des activités liées au réseau de distribution et les 68 ETC liés aux autres activités et de soustraire du revenu requis les coûts correspondants. »

(ii) Activités liées au réseau de distribution : Réduction de temps de cycle

La FCEI souligne que le Distributeur demande une augmentation de 40 ETC afin d'améliorer le processus de réalisation de l'ingénierie, notamment afin de réduire son temps de cycle de 2% par rapport à la moyenne des années 2016 et 2017.

« [...] Elle estime donc que le temps de cycle visé par le Distributeur ne requiert pas les ressources additionnelles envisagées. Si ces ressources additionnelles sont accordées, elles devraient être liées à un objectif de réduction de temps de cycle beaucoup plus ambitieux et faire l'objet d'un suivi. Par ailleurs, selon la FCEI, le Distributeur ne fait pas la démonstration que le temps de cycle actuel est problématique. »

(iii) Activités liées au réseau de distribution : Optimisation des structures opérationnelles

La FCEI souligne que le Distributeur demande une augmentation de 42 ETC en lien avec une gestion des ressources et des travaux favorisant une prise en charge locale.

La FCEI est d'avis que : « [...] L'amélioration recherchée par le Distributeur a un coût qui est relativement facile à identifier. Cependant les bénéfices de ces actions sont vagues et imprécis et le Distributeur ne présente pas d'objectifs clairs et quantifiables.

La FCEI ne perçoit pas que les budgets additionnels demandés par le Distributeur répondent à des problématiques bien circonscrites, mais plutôt à des objectifs généraux. La FCEI est bien sûr favorable à une amélioration des services aux clients, mais ces bénéfices doivent être liés à des objectifs bien définis et mesurables de manière à pouvoir être soupesés avec les coûts. Pour l'instant, le bénéfice pour la clientèle des actions proposées par le Distributeur est difficile à cerner.

De plus, la FCEI note que la démarche vise à améliorer l'efficacité des processus. Dans le contexte où le revenu requis 2018 constituera le point de départ du mécanisme incitatif du Distributeur pour les prochaines années, la FCEI doute qu'il soit judicieux et équitable pour la clientèle d'inclure au revenu requis les coûts liés à la mise en place de processus visant la recherche d'efficacité pour que cette même efficacité fasse ensuite l'objet d'un partage avec le Distributeur. L'un des principes à la base d'un mécanisme incitatif est d'amener l'entreprise à poser les actions qui sont susceptibles de générer un bénéfice net, donc générant plus de bénéfices que de coûts. En socialisant les coûts et en privatisant une partie des bénéfices, cet équilibre ne tient plus et l'optimalité des actions choisies est compromise.

[...]

*La FCEI rappelle finalement que les nouvelles ressources demandées seraient en surplus aux 132 ETC déjà ajoutées en 2017 en lien avec les activités liées au réseau de distribution. »*

(iv) Pour les autres activités de distribution, la FCEI souligne que le Distributeur demande une hausse de 63 ETC, principalement attribuable à 34 ETC additionnels affectés aux activités de stratégie, de gouvernance et amélioration continue et 34 ETC pour la stabilisation de la structure organisationnelle des activités de mesurage.

*« La FCEI estime qu'il n'est pas pertinent « d'introduire au revenu requis le coût associé à des démarches d'efficience à l'an un d'un mécanisme incitatif s'applique également aux activités de stratégie, gouvernance, et amélioration continue.*

*Quant à la stabilisation de la structure opérationnelle des activités de mesurage, la FCEI estime que le Distributeur n'a pas fait la démonstration que la structure opérationnelle des activités de mesurage avait besoin d'être stabilisée. Les activités de mesurage sont à la base des opérations du Distributeur. Il procède déjà en 2017 à ces opérations dans le cours normal de ses activités et la FCEI ne voit pas de démonstration à l'effet que les besoins à cet égard auraient subitement augmenté de manière aussi importante. »*

**Demande :**

5.1 Veuillez faire la démonstration des besoins d'ETC additionnels pour l'année témoin 2018 par rapport au nombre autorisé en 2017 :

- Activités liées au réseau de distribution (+82 ETC);
- Activités de stratégie, de gouvernance et amélioration continue (+34 ETC);
- Stabilisation de la structure organisationnelle des activités de mesurage (+34 ETC).

ET veuillez faire le lien avec chacun des commentaires de la FCEI (références (i) à (iv)).

**Réponse :**

1 **Le Distributeur souligne que les besoins en ETC, pour l'année témoin 2018,**  
2 **font partie des coûts de services prévus pour les activités de base au montant**  
3 **de 968,0 M\$. Ce montant, légèrement inférieur à celui de 970,9 M\$<sup>4</sup> déterminé**  
4 **à partir de l'année historique 2016, démontre que le Distributeur a intégré des**  
5 **gains d'efficience en 2018 dans le cadre de ses activités de base, réalisés**  
6 **notamment en collaboration avec ses fournisseurs internes, et ce, tout en**  
7 **absorbant l'impact de l'inflation et des nouvelles activités. Il est important de**  
8 **considérer les coûts globaux des activités de base afin de bien apprécier le**  
9 **fait que les démarches du Distributeur pour réaliser son plan directeur se font**

<sup>4</sup> Selon la formule paramétrique en vigueur dans le dossier tarifaire précédent. Voir la pièce HQD-15, document 1.3 (B-0080), tableau R-18.1-C.

1 tout en demeurant à l'intérieur d'un montant de charges comparable à celui de  
2 l'année 2016. Cette structure permettra donc au Distributeur d'avoir recours  
3 aux effectifs nécessaires pour atteindre les priorités de son plan directeur.

4 Comme expliqué à la pièce HQD-8, document 2 (B-0026, page 9), les besoins  
5 croissants liés au réseau de distribution touchent notamment l'amélioration  
6 de la qualité et de la fiabilité du service ainsi que l'offre d'un meilleur service  
7 aux clients. Ces besoins en ETC ont été identifiés pour répondre aux  
8 insatisfactions de la clientèle, de l'AQCIE, de certaines municipalités et  
9 d'organisations qui œuvrent en matière de nouvelle construction, source de  
10 nouveaux clients, telles que l'APCHQ et la CMEQ. Le Distributeur a rencontré  
11 ces clients afin de comprendre leurs insatisfactions, identifier leurs besoins et  
12 ainsi, trouver des pistes de solution. À la suite de ces rencontres, le  
13 Distributeur a constaté la nécessité d'améliorer ses façons de faire, par  
14 exemple en arrimant ses délais de livraison sur les temps de cycles des  
15 activités de l'industrie de la construction.

16 En réponse à la préoccupation de la FCEI concernant l'absence d'objectifs  
17 clairs et quantifiables, le Distributeur mentionne qu'à la demande de la Régie,  
18 il travaille actuellement au développement d'indicateurs de performance et de  
19 mesure de la satisfaction dans les processus associés aux raccordements et  
20 aux prolongements de réseau.

21 La croissance des besoins en ETC liés au réseau de distribution découle  
22 également de l'accroissement du réseau et de l'augmentation des demandes  
23 de nature plus complexe issues, entre autres, de la densification urbaine et  
24 des grands projets d'infrastructures publics. Ces projets de nature complexe  
25 nécessiteront pour le Distributeur plus de temps d'analyse, une plus grande  
26 flexibilité dans ses opérations ainsi que le développement d'une expertise  
27 particulière. De plus, l'ajout des cadres pour la gestion des ressources et des  
28 travaux favorisant une prise en charge locale permet de réduire la période de  
29 remplacement temporaire des cadres par des métiers-lignes et, par le fait  
30 même, d'augmenter le temps des métiers-lignes à pied d'œuvre.

31 Fort de ses importants gains d'efficacité des années antérieures,  
32 principalement grâce à la réduction notable de ses effectifs et à l'optimisation  
33 de certains processus, le Distributeur cherche constamment à s'améliorer. Il  
34 devient cependant de plus en plus difficile d'identifier de nouvelles pistes  
35 d'efficacité. De plus, l'importante transformation du contexte énergétique et  
36 d'affaires du Distributeur l'oblige à innover dans ses façons de faire afin de  
37 demeurer parmi les chefs de file dans son domaine, de maintenir des tarifs  
38 avantageux et de continuer à offrir le service attendu de l'ensemble de ses  
39 clients. Ainsi, une équipe structurée regroupant des ressources spécialisées  
40 dans le domaine de l'amélioration continue, comme cela s'observe dans de  
41 nombreuses organisations ou entreprises d'envergure, s'avère nécessaire. En

1 effet, celle-ci permet d'encadrer la démarche du Distributeur dans la poursuite  
2 de l'optimisation de ses processus dans le but de demeurer performant et  
3 continuer à générer de l'efficience au bénéfice de tous ses clients.

4 En ce qui a trait aux activités de mesurage, celles-ci se poursuivent et doivent  
5 retrouver une structure permettant leur maintien, dans le contexte de la fin du  
6 projet LAD. En effet, un diagnostic réalisé en début d'année 2017 indique  
7 clairement que les multiples mouvements de personnel tout au long de ce  
8 projet ainsi que la clôture de ce dernier nécessitent la mise en place d'une  
9 nouvelle structure organisationnelle, ainsi qu'une refonte de la formation, de  
10 l'accompagnement et de l'assurance qualité. Par ailleurs, certaines charges  
11 de travail sans impact sur le client, par exemple le scellage de compteurs,  
12 doivent être reprises, celles-ci ayant dues être mise de côté lors de la  
13 réalisation du projet. Les résultats de ce diagnostic justifient donc  
14 l'augmentation des ETC en lien avec les activités de base de mesurage. Par  
15 ailleurs, le Distributeur souligne que les effectifs nécessaires pour l'année  
16 témoin 2018, ajustés des nouvelles activités telles que la relève des  
17 compteurs non communicants, se situent à un niveau légèrement inférieur à  
18 la structure opérationnelle en place avant le projet LAD, net de l'efficience  
19 réalisée sur les activités de relève.

20 Enfin, le Distributeur souligne que, malgré l'ajout d'effectifs à l'année témoin  
21 2018, l'enveloppe des charges d'exploitation est équivalente au calcul de  
22 l'enveloppe des charges basée sur l'historique 2016 et cadre également avec  
23 les priorités de son plan directeur, qui sont de générer et développer ses  
24 marchés, devenir une référence opérationnelle, poursuivre le virage clientèle  
25 et communiquer de façon proactive.

6. **Références :** (i) Pièce [B-0064](#), p. 34, tableau R-4.1;  
(ii) Pièce [B-0026](#), p. 7, tableau 3;  
(ii) Pièce [B-0026](#), p. 10.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau R-4.1, les composantes de la masse salariale, des années suivantes :

**TABLEAU R-4.1 :**  
**COMPOSANTES DE LA MASSE SALARIALE**  
**AVEC ET SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Description	Année historique 2016	2017				2018	
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base avec ASC 715	Année de base sans ASC 715	Année témoin avec ASC 715	Année témoin sans ASC 715
Salaire de base	413,0	422,6	422,5	430,1	430,1	459,8	459,8
Temps supplémentaire	49,4	33,8	33,8	40,4	40,4	38,1	38,1
Primes et revenus divers	26,5	26,2	25,8	26,2	26,2	26,6	26,6
Rémunération incitative selon la performance	2,7	2,2	2,0	2,4	2,4	2,6	2,6
Autres primes <sup>1</sup>	23,8	24,0	23,8	23,8	23,8	24,1	24,1
Avantages sociaux	135,3	76,1	76,2	74,0	74,8	247,8	80,9
Avantages sociaux - Coût de retraite	26,0	21,6	21,6	103,3	6,3	116,4	16,3
Compte d'écart - Coût de retraite	26,8	-26,0	-26,0	-24,6	-11,7	-2,6	-16,7
Compte d'écart - Modifications à l'ASC 715				-60,3		60,6	
Avantages sociaux - Autres	83,6	82,6	82,6	64,6	61,2	66,1	60,3
<b>MASSE SALARIALE</b>	<b>624,2</b>	<b>558,7</b>	<b>558,3</b>	<b>570,7</b>	<b>571,5</b>	<b>772,3</b>	<b>605,4</b>
Activités de base	559,1	550,2	549,8	548,0	564,4	571,9	587,1
Facteurs Y (voir HQD-8, document 1, Annexe A)	38,3	36,5	36,5	116,8	18,8	133,1	34,0
CER pré-MRI							
-Coût de retraite	26,8	-28,0	-28,0	-24,8	-11,7	-2,5	-16,7
-Modifications à l'ASC 715				-60,3		60,6	
Ajustements organisationnels (voir HQD-1, document 3)		-0,4					
<b>MASSE SALARIALE - intégrant ces ajustements</b>	<b>624,2</b>	<b>558,3</b>	<b>558,3</b>	<b>570,7</b>	<b>571,5</b>	<b>772,3</b>	<b>605,4</b>

<sup>1</sup> La ligne «Autres primes» correspond à l'ensemble des compensations versées aux employés en raison des conditions particulières, difficiles ou contraignantes d'exercice du travail. À titre d'exemple, on y retrouve les primes pour quart de travail, les primes d'éloignement, les primes pour direction de travail ou pour remplacement d'employés de niveau supérieur ainsi que les primes pour travail les jours fériés ou dans des conditions d'urgence.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 3, les variations de la rubrique « Salaire de base » (en ETC et en M\$).

(iii) Le Distributeur indique que les prévisions des temps supplémentaires ont été établies sur la base d'un niveau normal récurrent d'heures supplémentaires compte tenu de l'ensemble des activités planifiées.

**Demandes :**

6.1 Veuillez expliquer de façon détaillée la hausse des salaires de base de 46,8 M\$ (11,3%) entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016. Veuillez notamment quantifier l'impact des délais d'embauche reliés aux postes vacants.

**Réponse :**

- 1 **Le tableau R-6.1 présente les principales variations de la rubrique Salaire de base entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016 sous le format demandé.**
- 2
- 3

**TABLEAU R-6.1 :  
VARIATION DE LA RUBRIQUE SALAIRE DE BASE**

VARIATIONS DES ETC	Année témoin 2018 vs réel 2016	
	ETC	M\$
<b>Activités de base</b>		
Activités liées au réseau de distribution	+ 127	+ 10,8
Activités liées aux services à la clientèle	- 28	+ 1,0
Autres	- 24	+ 0,7
<b>Variation des activités de base</b>	<b>+ 75</b>	<b>+ 12,5</b>
<b>Facteurs Y</b>		
Maîtrise de la végétation	+ 28	+ 2,5
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	+ 7	+ 0,4
Interventions en efficacité énergétique	+ 3	+ 0,1
<b>Variation découlant des facteurs Y</b>	<b>+ 38</b>	<b>+ 3,0</b>
<b>Variation du salaire de base moyen</b>		<b>+ 31,3</b>
<b>VARIATIONS TOTALES</b>	<b>+ 113</b>	<b>+ 46,8</b>

L'augmentation des salaires de base entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016 de 46,8 M\$ s'explique comme suit :

- une variation de 31,3 M\$ du salaire de base moyen, composé des éléments suivants :
  - un ajustement économique totalisant 24,7 M\$ (6,0 %) ;
  - un ajustement lié à l'évolution de la main-d'œuvre projetée pour un montant de 6,6 M\$ (1,6 %) ;
- une augmentation de 75 ETC relative aux activités de base :
  - activités liées au réseau de distribution
    - une hausse de 127 ETC principalement attribuable à la poursuite des priorités du Distributeur, notamment à l'amélioration de la qualité et de la fiabilité du service ainsi qu'à l'offre d'un meilleur service aux clients ;
  - activités liées aux services à la clientèle
    - une baisse nette de 28 ETC (incluant 17 ETC en lien avec le projet LAD) attribuable à une baisse de 62 ETC découlant des efforts d'efficacité déployés par le Distributeur et à l'impact de la simplification de l'Espace client en lien avec les activités liées aux services à la clientèle de masse. Cette baisse est contrebalancée par une augmentation de 34 ETC pour l'amélioration des services à la clientèle d'affaires, le développement des marchés et la croissance des ventes ;

- 1                   o activités autres :
- 2                   – une baisse de 24 ETC liée aux autres activités du
- 3                   Distributeur, expliquée principalement par les éléments
- 4                   suivants :
- 5                   • une baisse nette de 60 ETC principalement attribuable
- 6                   à une diminution de 99 ETC à la suite de la fin du
- 7                   projet LAD, contrebalancée par une augmentation de
- 8                   39 ETC nécessaire à la stabilisation de la structure
- 9                   opérationnelle liée aux activités de mesurage ;
- 10                  • une augmentation de 34 ETC expliquée principa-
- 11                  lement par les activités de stratégie, gouvernance et
- 12                  amélioration continue.

13                  Quant à l'impact des délais d'embauche lié aux postes vacants, le Distributeur

14                  précise que les ETC de l'année historique 2016 reflètent les ETC en place et ne

15                  ne comprennent donc pas de postes vacants. L'année témoin prévoit les

16                  besoins en ETC en considérant à quels moments de l'année les comblements

17                  de postes seront effectués.

18                  Le Distributeur souligne également que les délais d'embauche, s'il y a lieu,

19                  peuvent être reflétés seulement en comparant les écarts d'une même année.

20                  Toutefois, le Distributeur précise qu'il n'effectue pas d'analyse à ce niveau de

21                  détail.

6.2                Veillez fournir un tableau qui présente les variations de la rubrique « Salaire de base » entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016 sous le même format que celui de la référence (ii). Veuillez expliquer les variations.

**Réponse :**

22                  **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.3                Veillez expliquer la hausse du temps supplémentaire de 4,3 M\$ (12,7 %) entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu et ajusté 2017 (référence (i)). Veuillez justifier le niveau normal récurrent d'heures supplémentaires (référence (iii)).

**Réponse :**

23                  **Le temps supplémentaire prévu en 2018 de 38,1 M\$ repose sur la moyenne de**

24                  **l'année de base 2017 et de l'historique des cinq dernières années, qui s'établit**

25                  **à 38,7 M\$, excluant les pannes majeures et les missions effectuées à**

26                  **l'extérieur du Québec.**

1           Ainsi, l'écart de 4,3 M\$ entre la décision D-2017-022 et l'année témoin 2018  
2           s'explique par une sous-évaluation du montant reconnu et ajusté de 2017.

3           Le Distributeur souligne qu'en ce qui concerne les données réelles de 2012 à  
4           2016, la rubrique Temps supplémentaire inclut les pannes majeures et les  
5           missions, alors que les pannes majeures sont planifiées à la rubrique  
6           Provision – Pannes majeures pour la décision D-2017-022, l'année de base  
7           2017 et l'année témoin 2018. De plus, aucun temps supplémentaire n'est  
8           planifié pour les missions ; l'année de base 2017 inclut seulement celui déjà  
9           réalisé.

10          Le tableau 6.3 présente l'évolution du temps supplémentaire pour les années  
11          2012 à 2018.

**TABLEAU R-6.3 :**  
**TEMPS SUPPLÉMENTAIRE 2012-2018 (M\$)**

	2012	2013	2014	2015	2016	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base 2017	Année témoin 2018
Temps supplémentaire	45,1	49,5	43,3	47,4	49,4	33,8	40,4	38,1
Pannes et missions	11,6	13,9	3,6	2,8	9,5	-	1,8	-
Temps supplémentaire excluant pannes et missions	33,5	35,6	39,7	44,6	39,9	33,8	38,6	38,1
							Moyenne	38,7

## COÛT DE DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

7.    **Référence :**    Pièce [C-FCEI-0009](#), p.9 et 10.

### Préambule :

La FCEI souligne que le Distributeur demande une augmentation de 6,1 M\$ associée au coût de développement de marchés, mais ce dernier se dit incapable d'évaluer le bénéfice net de cette activité.

« Selon la FCEI, le Distributeur se doit de disposer d'une évaluation de la rentabilité de son action en développement des marchés avant que celle-ci ne puisse être approuvée. La FCEI recommande de rejeter le budget de 6,1 M\$ demandé si le Distributeur ne peut faire cette démonstration. Cette évaluation de rentabilité devrait inclure le coût de l'effort additionnel de développement des marchés lui-même de sorte que les bénéfices liés aux ventes additionnelles excèdent le montant de 6,1 M\$ consacré à la concrétisation de ces ventes. »

**Demande :**

7.1 Veuillez élaborer sur la rentabilité des actions en développement des marchés et faire le lien avec le commentaire de la FCEI.

**Réponse :**

1 D'emblée, le Distributeur tient à mentionner qu'il n'a pas effectué d'analyse de  
2 rentabilité spécifique à chacune des activités de développement de marchés  
3 pour lesquelles un budget de 6,1 M\$ est requis.

4 Le Distributeur rappelle que, pour le bénéfice de la clientèle, dans le contexte  
5 actuel de stagnation de la demande et de transition majeure des marchés  
6 énergétiques, il se doit de réagir à ces changements en développant de  
7 nouveaux marchés ou en relançant les marchés existants. Pour ce faire, il doit  
8 s'appuyer sur un démarchage auprès de nouveaux clients potentiels, sur de  
9 nouveaux programmes commerciaux et sur des options tarifaires. Ainsi, les  
10 activités de développement de marchés visent à relancer la croissance des  
11 ventes du Distributeur en ciblant et en analysant les nouveaux marchés ainsi  
12 qu'en informant et recrutant des clients potentiels. L'ensemble de ces  
13 activités sont essentielles au Distributeur pour générer les ventes  
14 additionnelles sous-tendant la prévision de la demande présentée dans l'État  
15 d'avancement 2017 de son Plan d'approvisionnement 2017-2026.

16 Le Distributeur rappelle que le budget demandé nécessaire à ces activités de  
17 développement s'inscrit dans les coûts prévus pour les activités de base 2018  
18 au montant de 968,0 M\$. Comme mentionné en réponse à la question 5.1, il est  
19 important de considérer les coûts globaux des activités de base afin de bien  
20 apprécier le fait que les démarches du Distributeur pour réaliser son plan  
21 directeur se font tout en demeurant à l'intérieur d'un montant de charges  
22 comparable à celui des dernières années.

## INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

8. Référence : Pièce [B-0041](#), p. 23, tableau A-1.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau A-1, le budget total (investissements et charges) relatif aux interventions en efficacité énergétique pour l'année de base 2017 et l'année témoin 2018.

Pour les « Charges interruptibles résidentielles », le budget total s'élève à 4 M\$ pour l'année de base 2017 et de 24 M\$ pour l'année témoin 2018.

**Demande :**

8.1 Veuillez indiquer l'impact sur les revenus requis 2018, si la Régie devait refuser les budgets totaux de 2017 et de 2018 reliés aux « Charges interruptibles résidentielles ». Veuillez détailler l'impact par composante du revenus requis.

**Réponse :**

1 **Le tableau R-8.1 présente l'impact sur les revenus requis 2018 d'un refus du**  
 2 **budget de 2018 relié aux charges interruptibles résidentielles.**

**TABLEAU R-8.1 :  
 IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS 2018 (M\$)**

Description	Impacts (M\$)
<b>Charges d'exploitation</b>	
Services professionnels et autres	(3,0)
<b>Autres charges</b>	
Amortissement	
Mises en service 2018	-
<b>Rendement de la base de tarification</b>	
Mises en service 2018	(0,1)
<b>Impact total</b>	<b>(3,1)</b>

3 **Quant au montant de 4 M\$, il s'agit de la somme anticipée pour 2017, et non**  
 4 **du budget 2017, lequel a déjà été approuvé par la Régie dans sa décision**  
 5 **D-2017-022. Le Distributeur mentionne toutefois que le budget de 2017 a pour**  
 6 **effet d'augmenter les revenus requis 2018 de 0,6 M\$, soit 0,4 M\$ en**  
 7 **amortissement et 0,2 M\$ en rendement de la base de tarification.**

8 **Le Distributeur rappelle que l'essentiel de ce montant consiste en des**  
 9 **investissements et que seules les sommes réelles seront ultimement**  
 10 **intégrées à la base de tarification.**

**CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS**

9. Référence : Pièce [B-0064](#), p. 37, tableau R-5.1B.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau R-5.1B, les charges du Distributeur en provenance du Centre de services partagés (CSP), sans l'impact des modifications à l'ASC 715.

**TABLEAU R-5.1B:  
CHARGES DU DISTRIBUTEUR EN PROVENANCE DU CSP  
SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Produits et services	Année historique 2016	2017			Année témoin 2018
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base	
Approvisionnement	6,2	7,1	7,1	7,1	9,5
Immobilier	60,1	60,9	60,9	60,9	65,0
Gestion du matériel	31,2	33,6	33,6	33,6	34,9
Alimentation et hébergement	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Services alimentaires	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Transport aérien	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7
Gestion documentaire	2,8	2,7	2,7	2,7	2,3
Environnement <sup>1</sup>	1,8	2,1	2,1	2,1	1,9
Services de transport	45,2	47,4	47,4	47,6	53,1
<b>CHARGES TOTALES</b>	<b>149,1</b>	<b>155,6</b>	<b>155,6</b>	<b>155,8</b>	<b>168,6</b>
Variation du coût de retraite non réparti par produits				(0,7)	(14,2)
Variation du coût des autres régimes non réparti par produits				1,1	1,6
<b>CHARGES TOTALES excluant l'impact de l'ASC 715</b>	<b>149,1</b>	<b>155,6</b>	<b>155,6</b>	<b>156,2</b>	<b>156,0</b>

<sup>1</sup> Les montants du domaine Environnement incluent des remboursements de provision du Distributeur de 0,4 M\$ en 2016, de 1,4 M\$ en 2017 et de 1,5 M\$ en 2018 pour l'évaluation des coûts futurs de mise à niveau de certaines cours à poteaux.

**Demandes :**

9.1 Veuillez expliquer la hausse de la rubrique « Services de transport » de 5,7 M\$ (12,0 %) entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu en 2017 ainsi que la hausse de 7,9 M\$ (17,5 %) entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016.

**Réponse :**

1 D'emblée, le Distributeur tient à rappeler que la charge de retraite, incluant  
 2 l'impact à la hausse à la suite des modifications à l'ASC 715, est incorporée  
 3 aux produits des fournisseurs pour l'année témoin 2018, comme indiqué aux  
 4 réponses aux questions 33.1 et 33.3 de la demande de renseignements n° 3 de  
 5 la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3 (B-0080). Le Distributeur rappelle  
 6 également que l'impact à la hausse à la suite des modifications à l'ASC 715  
 7 constaté en 2018 est compensé par une baisse des autres composantes du

1            **coût des avantages sociaux futurs qui ne font plus partie des charges**  
2            **d'exploitation.**

3            **Ainsi, la hausse de 5,7 M\$ du domaine Services de transport est**  
4            **essentiellement attribuable à l'augmentation de la charge de retraite expliquée**  
5            **ci-dessus.**

6            **La hausse de 7,9 M\$ s'explique elle aussi par l'augmentation de la charge de**  
7            **retraite, ainsi que par l'augmentation des coûts d'entretien due au**  
8            **vieillessement et à l'évolution du parc de véhicules du Distributeur.**

9.2        Veuillez expliquer la hausse de la rubrique « Immobilier » de 4,1 M\$ (6,7 %) entre  
            l'année témoin 2018 et le montant reconnu en 2017.

**Réponse :**

9            **Les efforts d'efficience du CSP ayant plus que compensé la hausse des coûts**  
10          **due à l'inflation, l'augmentation de 4,1 M\$ résulte de l'augmentation de la**  
11          **charge de retraite, comme expliqué en réponse à la question 9.1.**

9.3        Veuillez expliquer la hausse de la rubrique « Gestion du matériel » de 3,7 M\$  
            (11,9 %) entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016.

**Réponse :**

12          **La hausse de 3,7 M\$ s'explique principalement par l'augmentation de la**  
13          **charge de retraite, comme expliqué en réponse à la question 9.1, ainsi que par**  
14          **la hausse des coûts due à l'inflation.**

**10. Références :** (i)        Pièce [B-0064](#), p. 38, tableau R-5.1C;  
                          (ii)        Pièce [B-0028](#), p. 10.

**Préambule :**

(i)        Le Distributeur présente au tableau R-5.1C, les charges du Distributeur en  
            provenance de la VPTIC, sans l'impact des modifications à l'ASC 715.

**TABLEAU R-5.1C:  
CHARGES DU DISTRIBUTEUR EN PROVENANCE DE LA VPTIC  
SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Produits et services	Année historique 2016	2017			Année témoin 2018
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base	
Postes de travail TIC	46,1	45,0	45,0	45,0	41,6
Produits TIC d'entreprise	35,0	29,6	29,6	29,6	54,1
Produits d'exploitation TIC	74,2	79,1	73,2	73,1	61,4
Conduite du réseau	2,1	2,6	2,6	2,6	3,8
Radios mobiles	13,5	13,5	13,5	13,5	13,7
Postes et centrales	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Centres d'appel, consoles téléphoniques et autres	25,3	23,3	23,3	23,3	21,8
Services de développement TIC	12,1	8,6	11,4	10,5	12,6
<b>CHARGES TOTALES</b>	<b>208,8</b>	<b>202,1</b>	<b>199,0</b>	<b>198,0</b>	<b>209,4</b>
Variation du coût de retraite non réparti par produits	-	-	-	(2,4)	(10,9)
Variation du coût des autres régimes non réparti par produits	-	-	-	2,0	2,0
<b>CHARGES TOTALES excluant l'impact de l'ASC 715</b>	<b>208,8</b>	<b>202,1</b>	<b>199,0</b>	<b>197,6</b>	<b>200,5</b>

(ii) Le Distributeur indique que la hausse de « Produits TIC d'entreprise » ainsi que la baisse des « Produits d'exploitation TIC » s'expliquent principalement par la réallocation de différentes activités entre ces deux produits.

**Demande :**

10.1 Veuillez expliquer la hausse nette des rubriques « Produits TIC d'entreprise » et « Produits d'exploitation TIC » au montant de 12,7 M\$ (12,3 %) entre l'année témoin 2018 (115,5 M\$) et le montant reconnu en 2017 (102,8 M\$).

**Réponse :**

1 **La hausse de 12,7 M\$ s'explique principalement par l'augmentation de la**  
 2 **charge de retraite, comme expliqué en réponse à la question 9.1, par celle des**  
 3 **coûts due à l'inflation, ainsi que par la mise en place du projet Optimisation**  
 4 **des centres de traitement (OptiCT).**

11. **Référence :** Pièce [B-0064](#), p. 38, tableau R-5.1D.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau R-5.1D, les charges du Distributeur en provenance des unités corporatives, sans l'impact des modifications à l'ASC 715.

**TABLEAU R-5.1D:**  
**CHARGES DU DISTRIBUTEUR EN PROVENANCE DES UNITÉS CORPORATIVES**  
**SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Produits et services	Année historique 2016	2017			Année témoin 2018
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base	
Finances	41,3	36,6	36,5	36,5	37,6
Sécurité corporative	17,6	20,4	20,7	20,5	23,0
Ressources humaines	67,6	63,2	67,6	67,5	69,3
Affaires juridiques	4,5	5,1	5,1	5,1	5,7
Relations avec le milieu et autres unités	9,5	8,4	8,6	8,6	9,6
<b>CHARGES TOTALES</b>	<b>140,5</b>	<b>133,7</b>	<b>138,5</b>	<b>138,2</b>	<b>145,2</b>
Variation du coût de retraite non réparti par produits				(2,1)	(15,9)
Variation du coût des autres régimes non réparti par produits	-	-	-	2,8	2,6
<b>CHARGES TOTALES excluant l'impact de l'ASC 715</b>	<b>140,5</b>	<b>133,7</b>	<b>138,5</b>	<b>138,9</b>	<b>131,9</b>

**Demande :**

11.1 Veuillez expliquer la hausse de la rubrique « Sécurité corporative » de 2,3 M\$ (11,1 %) entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu et ajusté en 2017 ainsi que la hausse de 5,4 M\$ (30,7 %) entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016.

**Réponse :**

1            **La hausse de 2,3 M\$ des services de sécurité corporative est essentiellement**  
 2            **attribuable à l'augmentation de la charge de retraite, comme expliqué en**  
 3            **réponse à la question 9.1.**

4            **La hausse de 5,4 M\$ des services de sécurité corporative résulte**  
 5            **principalement de l'augmentation de la charge de retraite, comme expliqué en**  
 6            **réponse à la question 9.1, du transfert des activités de sécurité cybernétique**  
 7            **de la VPTIC vers l'unité corporative Ressources humaines en 2017 et de**  
 8            **l'augmentation des coûts due à l'inflation.**

---

## ÉVOLUTION DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS ET D'AUTRES ACTIFS

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0115](#), p. 24 et 25;
  - (ii) Dossier R-4012-2017, pièce [B-0076](#), p. 106;
  - (iii) Décision [D-2017-021](#), p. 134 et 136.

**Préambule :**

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur explique comment il établit la prévision de sa contribution à des projets de raccordement. Il indique que pour établir la prévision du plan de charges, il utilise les données les plus à jour disponibles :

*« Comme il le mentionne en réponse à une question de la Régie, le Transporteur procède ensuite à l'évaluation de la contribution requise du Distributeur (printemps 2017). Ainsi, les données de l'année témoin 2018 ont été établies selon l'information la plus à jour disponible, à savoir :*

- *MW additionnels sur 20 ans selon le plus récent plan des charges du Distributeur, soit celui de septembre 2016. Les intrants à la préparation de la prochaine mise à jour du plan n'étant pas encore connus, soit la pointe hivernale et estivale de 2017, le plan de 2016 constitue les données les plus récentes disponibles.*
- *Allocation maximale de 642 \$/kW correspondant à l'allocation maximale approuvée par la Régie pour l'année 2017 et celle proposée pour 2018 par le Transporteur, sauf pour les projets de raccordement de clients du Distributeur pour lesquels l'allocation maximale utilisée est celle en vigueur à la signature de l'entente conclue avec le client du Distributeur.*
- *Coûts des projets : ils correspondent à la meilleure estimation des coûts des projets qui seront mis en service en 2018. » [nous soulignons]*

(ii) Dans son dossier tarifaire 2018, le Transporteur fournit au tableau R53.1, l'évaluation de la contribution requise du Distributeur pour 2018 en tenant compte de la décision D-2017-088. Ce tableau contient également l'ajustement d'une erreur cléricale glissée lors du dépôt initial du 1er août 2017.

**Tableau R53.1**  
**Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2018**

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Montant maximal d'allocation du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2017	Écart entre le montant maximal d'alloc. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	0,9	(0,9)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	-	0,2	(0,2)
D-2015-022	Nouveau poste Judith-Jasmin - section stratégique et lignes*	0,0	-	75,3	(75,3)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	3,8	(3,76)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	93,4	(93,4)
D-2016-176	Nouveau poste Gracefield à 120-25 kV	9,7	6,2	18,4	(12,2)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	146,0	87,2	49,7	37,5
-25 M\$	Poste Saint-Sauveur à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	25,8	16,6	11,4	5,2
-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Frar	0,0	-	15,6	(15,6)
-25 M\$	Ville de Montréal - racc. à 315 kV de l'usine J.R. Marcotte	47,5	28,4	6,7	21,7
-25 M\$	Aluminerie de Bécancour Inc. (ABI) - augmentation capacité	58,0	37,2	11,4	25,9
-25 M\$	Poste Saint-Georges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur et rempl. disjoncteurs	20,9	13,4	6,0	7,4
-25 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - ArcelorMittal - Notre-Dame > modification	0,0	-	0,3	(0,3)
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	68,6	44,0	7,4	36,7
	<b>Total</b>	<b>376,5</b>	<b>233,0</b>	<b>300,4</b>	<b>(67,4)</b>
	<b>Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien</b>				<b>(12,8)</b>
	<b>Contribution requise du Distributeur</b>				<b>80,2</b>

\*Mise en service de la section satellite en 2019

\*\*Poursuite du volet renforcement en 2019

(iii) Dans sa décision D-2017-021 relative à la demande de modifications des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, la Régie mentionne que :

« [566] Le Transporteur propose, afin de « faire correspondre les coûts le plus possible », de mettre à jour l'évaluation de la contribution du Distributeur dans le cadre de la mise à jour des revenus requis, des tarifs et de l'allocation maximale découlant de la décision sur le fond.

[...]

[574] La Régie accueille la proposition du Transporteur émise dans son argumentation et lui demande de mettre à jour, au plus tard le 15 mars 2017, à 12 h, l'évaluation de la contribution du Distributeur projetée pour l'année témoin 2017, en fonction de l'allocation maximale découlant de la présente décision. »

**Demandes :**

12.1 Veuillez expliquer pourquoi l'évaluation de la contribution requise du Distributeur, pour l'année témoin 2018, ne tient pas compte de la pointe hivernale 2017 (référence (i)).

**Réponse :**

1 **Le processus menant à l'élaboration du plan des charges et des ressources et**  
 2 **touchant plus de 400 postes du Transporteur nécessite la cueillette**  
 3 **d'information auprès de nombreux intervenants. L'analyse des données**  
 4 **recueillies permet de cibler de façon spécifique les investissements requis par**  
 5 **le Distributeur et le Transporteur. Le portefeuille de projets fait ensuite l'objet**  
 6 **d'une priorisation en fonction des risques. Les stratégies retenues doivent**

1 tenir compte d'un arrimage entre les deux parties de même que de la capacité  
 2 de réalisation de chacune des divisions. Cet exercice s'étend donc sur  
 3 plusieurs mois.

4 Ainsi, les impératifs du calendrier réglementaire font en sorte que le  
 5 Distributeur ne peut amorcer ce processus qu'après la pointe hivernale de  
 6 2017. Or, le dernier plan des charges et des ressources du Distributeur  
 7 disponible à ce moment est celui émis au mois de septembre de l'année  
 8 précédente. Ce plan des charges et des ressources ne peut donc tenir compte  
 9 de la pointe hivernale de 2017.

10 Les données utilisées aux fins de cet exercice correspondent donc aux  
 11 meilleures données disponibles au moment de la préparation de la preuve.

12.2 Veuillez mettre à jour les pièces du Distributeur pour tenir compte de la mise à jour de  
 l'évaluation de la contribution requise pour 2018 présentée à la référence (ii). Veuillez  
 indiquer l'impact sur les revenus requis 2018 et la base de tarification 2018.

Réponse :

12 Le Distributeur présente aux tableaux R-12.2-A à R-12.2-C la mise à jour des  
 13 tableaux 13, 14 et 17 de la pièce HQD-9, document 7 à la suite de la  
 14 modification de l'évaluation de la contribution requise pour 2018.

**TABLEAU R-12.2-A :**  
**ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

	Solde au 01/01/2016	MES 2016	Amort. 2016	Solde au 31/12/2016	MES 2017	Amort. 2017	Solde au 31/12/2017	MES 2018	Amort. 2018	Solde au 31/12/2018
<b>VILLAGE CRI WASKAGANISH</b>	<b>58,5</b>		<b>(2,2)</b>	<b>56,3</b>		<b>(2,2)</b>	<b>54,1</b>		<b>(2,2)</b>	<b>51,9</b>
Coûts de raccordement	53,1		(1,7)	51,4		(1,7)	49,7		(1,7)	48,0
Charges d'entretien et d'exploitation	5,4		(0,5)	4,9		(0,5)	4,4		(0,5)	3,9
<b>PREMIER APPEL D'OFFRES ÉOLIEN A/O 2003-02</b>	<b>28,3</b>		<b>(1,6)</b>	<b>26,7</b>		<b>(1,6)</b>	<b>25,1</b>		<b>(1,6)</b>	<b>23,5</b>
Coûts de raccordement	24,6		(1,4)	23,2		(1,4)	21,8		(1,4)	20,4
Charges d'entretien et d'exploitation	3,7		(0,2)	3,5		(0,2)	3,3		(0,2)	3,1
<b>TROISIÈME APPEL D'OFFRES ÉOLIEN A/O 2009-02</b>								<b>54,9</b>		<b>54,9</b>
Coûts de raccordement								47,7		47,7
Charges d'entretien et d'exploitation								7,2		7,2
<b>PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR</b>	<b>121,2</b>	<b>216,6</b>	<b>(7,7)</b>	<b>330,2</b>		<b>(9,1)</b>	<b>321,1</b>	<b>80,2</b>	<b>(9,1)</b>	<b>392,2</b>
Coûts de raccordement	105,7	188,3	(5,8)	288,2		(6,9)	281,4	67,4	(6,9)	341,9
Charges d'entretien et d'exploitation	15,5	28,3	(1,9)	41,9		(2,2)	39,7	12,8	(2,2)	50,3
<b>AUTRES CONTRIBUTIONS</b>	<b>2,4</b>	<b>(1,1)</b>	<b>0,3</b>	<b>1,5</b>	<b>7,5</b>	<b>0,4</b>	<b>9,4</b>	<b>5,5</b>	<b>0,3</b>	<b>15,3</b>
Contributions internes	1,6	(0,8)	0,3	1,1	6,3	0,4	7,8	4,6	0,5	12,8
Frais d'entretien	3,3	0,0	(0,2)	3,1	2,3	(0,3)	5,1	1,2	(0,4)	6,0
Revenus d'entretien	(2,5)	(0,3)	0,2	(2,6)	(1,1)	0,3	(3,4)	(0,3)	0,2	(3,5)
<b>TOTAL</b>	<b>210,4</b>	<b>215,5</b>	<b>(11,2)</b>	<b>414,7</b>	<b>7,5</b>	<b>(12,5)</b>	<b>409,7</b>	<b>140,6</b>	<b>(12,6)</b>	<b>537,8</b>

**TABLEAU R-12.2-B :  
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

COMPOSANTES	Au 31 décembre (en M\$)		
	Année historique 2016	Année de base 2017	Année témoin 2018
Contributions avec le Transporteur			
Village cri Waskaganish	56,3	54,1	51,9
Premier appel d'offres éolien A/O 2003-02	26,7	25,1	23,5
Troisième appel d'offres éolien A/O 2009-02			54,9
Projets en croissance du Transporteur	330,2	321,1	392,2
Autres contributions	15,2	23,0	27,8
- travaux sur le réseau et activités de mesurage	(13,2)	(20,6)	(21,9)
- Autres	28,4	43,6	49,7
<b>Total des contributions avec le Transporteur</b>	<b>428,4</b>	<b>423,3</b>	<b>550,3</b>
Contributions avec le Producteur			
Autres contributions	(13,7)	(13,6)	(12,5)
<b>Total</b>	<b>414,7</b>	<b>409,7</b>	<b>537,8</b>

**TABLEAU R-12.2-C :  
PROJETS DE CROISSANCE DU TRANSPORTEUR 2018 (M\$)**

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Montant maximal d'allocation du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2017	Écart entre le montant maximal d'alloc. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	0,9	(0,9)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	-	0,2	(0,2)
D-2015-022	Nouveau poste Judith-Jasmin - section stratégique et lignes*	0,0	-	75,3	(75,3)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	3,8	(3,76)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	93,4	(93,4)
D-2016-176	Nouveau poste Gracefield à 120-25 kV	9,7	6,2	18,4	(12,2)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	146,0	87,2	49,7	37,5
-25 M\$	Poste Saint-Sauveur à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	25,8	16,6	11,4	5,2
-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	-	15,6	(15,6)
-25 M\$	Ville de Montréal - racc. à 315 kV de l'usine JR Marcotte	47,5	28,4	6,7	21,7
-25 M\$	Aluminerie de Bécancour Inc. (ABI) - augmentation capacité	58,0	37,2	11,4	25,9
-25 M\$	Poste Saint-Georges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur et rempl. disjoncteurs	20,9	13,4	6,0	7,4
-25 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - ArcelorMittal - Notre-Dame > modification	0,0	-	0,3	(0,3)
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	68,6	44,0	7,4	36,7
	<b>Total</b>	<b>376,5</b>	<b>233,0</b>	<b>300,4</b>	<b>(67,4)</b>
	<b>Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien</b>				<b>(12,8)</b>
	<b>Contribution requise du Distributeur</b>				<b>80,2</b>

\*Mise en service de la section satellite en 2019

\*\*Poursuite du volet renforcement en 2019

1           **Le tableau R-12.2-D présente l'impact sur les revenus requis et la base de**  
2           **tarification 2018 de la mise à jour de ces contributions.**

**TABLEAU R-12.2-D:  
IMPACTS DE LA MISE À JOUR DE LA CONTRIBUTION REQUISE POUR 2018**

Description	Impacts (M\$)
<b>Achats d'électricité</b> Ajustement des contrats spéciaux	(0,1)
<b>Service de transport</b> Charge locale	0,8
<b>Rendement de la base de tarification</b> Impact sur la base de tarification: diminution de la moyenne 13 soldes de 1,4 M\$	(0,1)
<b>Impact total</b>	<b>0,6</b>

1 **Compte tenu des impacts négligeables sur les revenus requis et sur la base**  
 2 **de tarification 2018, le Distributeur est d'avis qu'il n'y a pas lieu de réviser**  
 3 **l'ensemble des pièces qui seraient touchées par cette modification, soit :**

- 4 • **Présentation de la demande tarifaire 2018-2019 – HQD-1, document 1**  
 5 **(B-0005) ;**
- 6 • **Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2018 –**  
 7 **HQD-1, document 4 (B-0008) ;**
- 8 • **Revenus requis – HQD-5, document 1 (B-0020) ;**
- 9 • **Service de transport – HQD-7, document 1 (B-0024) ;**
- 10 • **Coûts de distribution et services à la clientèle – Charges d'exploitation**  
 11 **– HQD-8, document 1 (B-0025) ;**
- 12 • **Bases de tarification détaillées 2016 à 2018 – HQD-9, document 1**  
 13 **(B-0033) ;**
- 14 • **Évolution de la base de tarification et des travaux en cours – HQD-9,**  
 15 **document 2 (B-0034) ;**
- 16 • **Encaisse réglementaire – HQD-9, document 3 (B-0035) ;**
- 17 • **Évolution des comptes d'écarts et de reports et autres actifs – HQD-9,**  
 18 **document 7 (B-0040) ;**
- 19 • **Répartition du coût du service de l'année témoin 2018 – HQD-12,**  
 20 **document 3 (B-0045).**

12.3 Afin d'harmoniser les données du Transporteur et du Distributeur, veuillez commenter sur la possibilité de mettre à jour les données du Distributeur en même temps que celles du Transporteur (référence (iii)).

**Réponse :**

1 **Le Distributeur sera en mesure d'harmoniser la contribution requise pour**  
 2 **2018 avec celle du Transporteur dans le cadre de la mise à jour des**  
 3 **informations relatives au dossier tarifaire 2018-2019<sup>5</sup> suivant la décision qui**  
 4 **sera rendue par la Régie en mars prochain.**

5 **Cette mise à jour ne sera possible que si les décisions rendues par la Régie**  
 6 **concernant les dossiers respectifs du Transporteur et du Distributeur le**  
 7 **permettent dans les délais impartis. Dans le cas contraire, l'impact de 0,8 M\$**  
 8 **sur la charge locale sera reflété dans le compte d'écart du Distributeur relatif**  
 9 **au service de transport.**

**FRAIS D'ADMINISTRATION**

- 13. Références :** (i) Pièce [B-0042](#), p. 3 et 4;  
 (ii) Pièce [B-0087](#), p. 57 à 59 ;  
 (iii) [RA-HQD-2016](#), HQD-2, doc. 3, p. 17;  
 (iv) Pièce [C-FCEI-0009](#), p. 12.

**Préambule :**

(i)

**TABLEAU 1 :**  
**REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ (M\$)**

Description	Année historique 2016	2017			Année témoin 2018
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée	Année de base	
Facturation externe émise	87,1	81,4	81,4	73,9	62,7
Frais d'administration	53,0	48,4	48,4	40,4	37,3

« Les frais d'administration s'élèvent à 37,3 M\$ pour 2018 comparativement au montant reconnu de 48,4 M\$ dans la décision D-2017-022 et au montant de 40,4 M\$ de l'année de base 2017. La baisse de 11,1 M\$ entre le montant reconnu pour 2017 et l'année témoin 2018 est principalement attribuable à la diminution du niveau d'inventaire des comptes à recevoir actifs sur lesquels sont calculés les frais d'administration. Cette baisse du niveau d'inventaire est attribuable aux températures douces des hivers 2015-2016 et 2016-2017 ainsi qu'à la gestion active, effectuée par le Distributeur, des comptes à recevoir.

Le changement apporté au 1er avril 2017 à l'application des frais d'administration a également eu un impact sur la diminution des frais d'administration. En effet, [...] »

<sup>5</sup> Base de tarification et revenus requis détaillés.

(ii) Réponses du Distributeur à la question 19 de la DDR1 de la FCEI.

(iii) « 2.6. Revenus autres que ventes d'électricité

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

- *D'une part, la baisse de 4,3 M\$ des revenus liés aux frais d'administration est attribuable à un niveau de comptes à recevoir sur lesquels s'appliquent les frais d'administration plus bas qu'anticipé, en raison des températures douces de l'hiver 2015-2016.*
- *[...] »*

(iv) « Étant donnés ces deux derniers hivers doux, la FCEI se serait attendue à ce que la prévision des frais d'administration pour 2018 inclue un ajustement pour tenir compte d'une température normale (et donc plus froide) à l'hiver 2017-2018. Cependant, elle déduit des réponses du Distributeur qu'aucun ajustement climatique n'est appliqué. En effet, l'écart entre les frais d'administration de l'année de base 2017 (40,4 M\$) et de l'année témoin 2018 (37,3 M\$) correspond à l'impact de la modification aux conditions de services. De plus, en réponse à une question, le Distributeur indique qu'il « ne fait pas de prévision sur le solde des comptes à recevoir, donc aucune donnée n'est disponible tant pour le 31 décembre 2017 que pour 2018. »<sup>24</sup>

La FCEI estime qu'un ajustement climatique doit être appliqué à la prévision. Considérant que le passage d'un historique de deux hivers froids à un historique de deux hivers doux a eu un impact total de 12 M\$ sur les frais d'administration, elle évalue à 3 M\$ l'impact du passage d'un hiver doux à un hiver normal. La FCEI recommande donc à la Régie de rehausser les revenus en frais d'administration de 3 M\$ pour les porter à 40,3 M\$. » [Nous soulignons]

[Référence 24 dans la citation : [B-0087](#), p. 59]

**Demande :**

13.1 Le Distributeur est-il d'avis qu'il serait opportun d'appliquer un ajustement climatique à la prévision des frais d'administration pour l'année témoin 2018? Veuillez expliquer.

**Réponse :**

1 **Comme mentionné en réponse à la question 16.3 de la demande de**  
2 **renseignements de l'UC à la pièce HQD-16, document 11 (B-0087) du dossier**  
3 **R-3980-2016, la prévision des revenus des frais d'administration pour l'année**  
4 **témoin est établie selon la prévision de l'année de base, laquelle s'appuie sur**  
5 **l'évolution des comptes à recevoir de l'année historique. Cette prévision est**  
6 **par la suite ajustée de la variation de la prévision des ventes de l'année**  
7 **témoin par rapport à l'année de base. Puisque la prévision des ventes de**  
8 **l'année témoin 2018 est établie selon la normale climatique, la prévision des**  
9 **frais d'administration pour 2018 la prend donc en compte.**

1 L'impact de la hausse des ventes de l'année témoin 2018 par rapport à l'année  
2 de base 2017 sur les frais d'administration 2018 est de 0,7 M\$. Cet élément n'a  
3 pas été mentionné par le Distributeur en réponse aux questions 19.1 à 19.6 de  
4 la demande de renseignements de la FCEI à la pièce HQD-15, document 7  
5 (B-0087), puisque seuls les éléments d'explication ayant un impact significatif  
6 ont été relevés.

## MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION

14. **Références :**
- (i) Pièce [B-0087](#), p. 39 et 40;
  - (ii) Pièce [B-0025](#), p. 30;
  - (iii) Pièce [C-OC-0006](#), p. 9.

### Préambule :

En réponse à une DDR de la FCEI, le Distributeur a déposé le tableau R-12.10 (référence (i)), dans lequel figurent les données qui ont servi à faire la figure B-4 de la demande du Distributeur, reproduit en (ii).

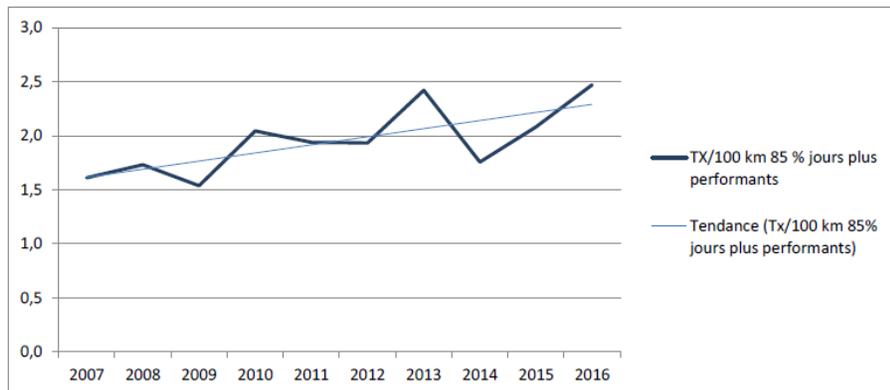
(i)

TABLEAU R-12.10 :  
TAUX DE PANNES LIÉES À LA VÉGÉTATION (PAR 100 KM)  
BASÉ SUR 85 % DES JOURS  
LES PLUS PERFORMANTS

2009	1,5
2010	2,0
2011	1,9
2012	1,9
2013	2,4
2014	1,8
2015	2,1
2016	2,5

(ii)

**FIGURE B-4 :**  
**TAUX DE PANNES LIÉ À LA VÉGÉTATION 2007-2016 (PAR 100 KM)**  
**85 % DES JOURS LES PLUS PERFORMANTS**



(iii) « OC estime toutefois qu'il est difficile d'établir une tendance claire à la hausse à partir des chiffres fournis étant donné la variation importante d'une année à l'autre de l'indicateur (par exemple de 1,5 à 2 entre 2009 et 2010) et la courte période de temps. »

**Demande :**

14.1 Avec les données en (i), veuillez indiquer si la tendance observée à la figure B-4 est statistiquement significative.

**Réponse :**

1 Pour évaluer la force du lien entre la tendance linéaire et les valeurs annuelles  
 2 mesurées, il faut établir le coefficient de corrélation entre ces deux variables.  
 3 Compte tenu que le taux de pannes par 100 km causées par la végétation est  
 4 directement relié à la fréquence et à la force des événements météorologiques  
 5 adverses et que ces deux éléments sont très variables d'une année à l'autre,  
 6 le coefficient de corrélation entre la tendance linéaire et le taux de pannes  
 7 pour l'ensemble des journées est très faible, soit de 0,33.

8 L'utilisation du taux de pannes par 100 km basé sur 85 % des jours les plus  
 9 performants, comme proposé par le Distributeur permet de faire abstraction  
 10 d'une portion de la variabilité annuelle en matière de fréquence et de force des  
 11 événements météorologiques adverses. Le taux de pannes par 100 km basé  
 12 sur 85 % des jours les plus performants permet d'obtenir une corrélation de  
 13 0,72 entre la tendance et l'indicateur de panne, ce qui représente une forte  
 14 corrélation positive.

15 Dans sa demande, le Distributeur propose l'utilisation d'une période de 10 ans  
 16 (2007-2016) pour évaluer sa performance en matière de qualité de service.  
 17 L'utilisation de la régression linéaire pour l'établissement de tendance  
 18 requiert l'utilisation d'un nombre minimal de mesures. En utilisant les valeurs

1 mesurées sur l'horizon 2007-2016, la valeur de p est de 0,02, soit une valeur  
2 inférieure au seuil de 0,05 normalement considéré comme le seuil pour définir  
3 une variable statistiquement significative. En réduisant la période d'analyse à  
4 2009-2016, comme le fait OC en référant à la réponse à la question 12.10 de la  
5 FCEI à la pièce HQD-15, document 7 (B-0087), la valeur de p augmente à 0,1 ce  
6 qui est moins significatif.

7 Ainsi, basé sur l'analyse des données de la période 2007-2016, le Distributeur  
8 est d'avis que la tendance observée à la figure B-4 de la référence (i) est  
9 statistiquement significative.

14.2 Le cas échéant, veuillez indiquer si le Distributeur peut considérer que la tendance  
ainsi mesurée se maintiendra. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

10 Le modèle proposé par le Distributeur permet d'évaluer adéquatement la  
11 tendance actuelle du taux de pannes par 100 km de réseau.

$$y = 0,0752x + 1,5389$$

$$R^2 = 0,5241$$

$$R = 0,7239$$

15 En utilisant le modèle pour évaluer la valeur attendue à la fin de l'année 2017,  
16 le Distributeur évalue à 2,37 le nombre de pannes par 100 km de réseau.

17 En date du 30 octobre 2017, le taux de pannes mesuré est de 2,02 pannes par  
18 100 km de réseau. En ajustant le taux de pannes actuel pour y ajouter la  
19 proportion du taux de pannes des semaines restantes de l'année basé sur  
20 l'historique des cinq dernières années, le Distributeur estime la valeur de 2017  
21 à 2,35 pannes par 100 km de réseau.

22 La stratégie de dégagement proposée par le Distributeur, qui vise l'atteinte  
23 des cycles d'élagages requis et l'abattage des arbres représentant un risque  
24 élevé de pannes lors des travaux d'élagage, permettra, dans un premier  
25 temps, de stabiliser le taux de pannes. Par la suite, la mise en œuvre complète  
26 de la stratégie de dégagement proposée permettra, à la fin de l'année 2023, de  
27 réduire le taux de pannes de 14 % par rapport à la performance de 2017. Le  
28 déploiement de la stratégie aura donc un effet à la baisse sur la tendance  
29 actuellement observée.

## MÉNAGES À FAIBLE REVENU

15. **Références :** (i) Pièce [B-0042](#), p. 5 ;  
(ii) Pièce [B-0080](#), p. 59 et 60;  
(iii) Pièce [B-0051](#), p. 6 et 7.

### Préambule :

(i)

TABLEAU 3 :  
RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU (M\$)

Description	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-022	Année de base	
Rabais sur ventes - MFR	-12,3	-14,0	-12,7	-18,3

- (ii) « 23.1 Veuillez expliquer la hausse de 30 % demandée pour le budget des rabais sur ventes MFR entre 2017 et 2018, malgré la diminution anticipée du rythme de croissance des ententes personnalisées pour ces années.

### Réponse :

Comme expliqué à la pièce HQD-11, document 1 (B-0042), page 5, la hausse du rabais sur ventes pour l'année témoin 2018 s'explique par la mise en place de l'effacement graduel de la dette à partir de l'été 2018 ainsi que par l'offre de l'entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu. L'intégration de ces deux mesures en 2018 explique une hausse de 4,8 M\$ du rabais sur ventes MFR entre le montant demandé en 2017 et celui de l'année témoin 2018. Cette hausse de 4,8 M\$ est attribuable :

- au chevauchement des deux méthodes de radiation pendant la période de transition (3,6 M\$) ;
- aux radiations supplémentaires générées par les ententes de paiement non respectées (1,2 M\$).

Par conséquent, sans l'intégration de ces deux mesures, le rabais sur ventes MFR pour l'année 2018 aurait été de 13,5 M\$. Cela confirme la tendance, observée en 2017 et 2018, de la croissance du nombre d'ententes de paiement personnalisées qui se poursuit mais à un rythme moins soutenu que par le passé. » [Les références dans la citation ont été omises]

La Régie comprend que l'avènement de l'effacement graduel de la dette affecterait directement le montant total des radiations de la dette, tel qu'expliqué en (iii), mais non le montant des rabais sur ventes, puisque ces dernières continueront d'être faites à chaque facture comme avant. Pour les rabais sur ventes, il n'y aura donc ni chevauchement, ni radiation supplémentaire.

### Demandes :

15.1 Dans ce contexte, veuillez expliquer la hausse du budget des rabais sur ventes de 4,8 M\$ entre le montant autorisé de 2017 et l'année témoin 2018 (référence (ii)).

**Réponse :**

1 L'assertion selon laquelle l'avènement de l'effacement graduel de la dette  
2 n'affecterait pas le montant des rabais sur ventes n'est pas exacte.

3 L'avènement de l'effacement graduel de la dette affecte le montant des rabais  
4 sur ventes de la même façon que le montant des radiations de la dette. Le  
5 rabais sur ventes est un soutien au paiement de la consommation qui se  
6 concrétise par une radiation de la consommation pouvant aller jusqu'à 50 %  
7 de la facture mensuelle du client, si l'entente de paiement est respectée.

8 Avec l'effacement graduel de la dette, le rabais sur ventes sera accordé au  
9 client au fur et à mesure des versements mensuels effectués par celui-ci afin  
10 de l'encourager à se rendre au terme de son entente personnalisée. Si le client  
11 n'effectue pas son versement pour un mois donné, aucun rabais ne lui sera  
12 accordé sur sa facture. Les impacts sur les rabais sur ventes sont donc les  
13 mêmes que ceux relatifs aux radiations de la dette. Par conséquent, il y aura  
14 un chevauchement des deux méthodes pendant la période de transition ainsi  
15 que des rabais sur ventes supplémentaires accordés aux clients si l'initiative  
16 de l'effacement graduel de la dette est mise de l'avant.

15.2 La Régie note qu'en (i), le montant de la différence entre le budget demandé pour l'année témoin 2018 (-18,3 M\$) et le montant approuvé pour 2017 (-14,0 M\$) est de 4,3 M\$, alors que dans (ii), la même différence est de 4,8 M\$. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

17 La différence entre le budget demandé pour l'année témoin 2018 (-18,3 M\$) et  
18 le montant approuvé pour 2017 (-14,0 M\$) est de 4,3 M\$. Cette différence  
19 s'explique de la façon suivante :

- 20 • une hausse de 4,8 M\$ attribuable au chevauchement des deux  
21 méthodes de radiation pendant la période de transition ainsi qu'aux  
22 radiations supplémentaires générées par les ententes de paiement non  
23 respectées comme expliqué en réponse à la question 23.1 de la  
24 demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15,  
25 document 1.3 (B-0080) ;
- 26 • une baisse de 0,5 M\$ attribuable à la croissance moins importante que  
27 prévue du nombre d'ententes personnalisées.

**OFFRE MFR EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

16. Référence : Pièce [B-0041](#), p. 9.

**Préambule :**

**« Offre aux ménages à faible revenu**

*En 2017, le Distributeur a réalisé un projet pilote en collaboration avec le BEIÉ afin d'évaluer le potentiel que représente l'intégration des mesures d'économie d'énergie complémentaires à l'offre Éconologis. Toutes les mesures proposées ont été installées où cela était possible et des conseils ont été prodigués aux participants.*

*Le projet s'est avéré concluant. Le taux de remplacement de l'éclairage à DEL a atteint 97 % et celui du remplacement des réfrigérateurs, 27 %. Ce dernier taux s'explique, entre autres, par l'âge des appareils, qui n'en justifie pas le remplacement, ainsi que par la pénétration du programme Remplacement de frigos MFR du Distributeur, lequel a déjà rejoint plus de 30 000 ménages.*

*Le Distributeur poursuivra sa collaboration avec TEQ afin d'ajouter de nouvelles mesures complémentaires à l'offre Éconologis et de définir les meilleurs moyens de rejoindre l'ensemble de cette clientèle.*

*Les différents volets du programme Rénovations énergétiques MFR se poursuivent en 2018. »*

La Régie souhaite obtenir un portrait plus détaillé de l'ensemble de l'Offre MFR en efficacité énergétique.

**Demandes :**

16.1 Veuillez compléter le tableau suivant, et commenter.

Description	Année historique 2016	2017		2018
		D-2017-022	Année de base	
<b>Frigos MFR</b> • Nombre de frigos remplacés • Budget				
<b>Mesures d'économie complémentaires à l'offre Éconologis</b> • Budget • GWh				
<b>Rénovations énergétiques MFR</b> • Budget				

<b>Autres</b>				
• Budget				

**Réponse :**

1 L'information demandée est présentée au tableau R-16.1.

**TABLEAU R-16.1 :  
OFFRE MFR 2016-2018 (M\$ ET GWH)**

Description	2016	2017		2018
	Année historique	D-2017-022	Année de base	Année de référence
<b>Remplacement de frigos pour les ménages à faible revenu <sup>(1)</sup></b>				
<i>Nombre de frigos remplacés (nb)</i>	2 677			
<i>Budget (M\$)</i>	1,3			
<b>Centre d'accompagnement pour les MFR</b>				
<i>Budget (M\$)</i>	0,1	4,7	4,7	4,9
<i>Impacts énergétiques (GWh)</i>	-	2,1	2,1	2,6
<b>Rénovations énergétiques MFR</b>				
<i>Budget</i>	1,3	2,6	2,5	2,6
<b>Autres</b>				
<i>Budget</i>	-	-	-	-

Note: (1) Le programme a pris fin le 31 décembre 2015. Le traitement des demandes a pris fin en 2016.

16.2 Veuillez élaborer sur le potentiel résiduel du programme de remplacement des frigos MFR.

**Réponse :**

2 Le programme ayant pris fin le 31 décembre 2015, le Distributeur ne dispose  
3 pas de nouvelles données de marché.

16.3 Veuillez décrire les différents volets du programme Rénovations énergétiques MFR.

**Réponse :**

4 Le programme *Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu* vise  
5 à réduire la facture énergétique des logements sociaux et communautaires en  
6 ciblant un ensemble de mesures.

7 Les principaux objectifs visés par le programme sont de :

- 8 • favoriser une plus grande accessibilité de la clientèle MFR aux mesures  
9 d'efficacité énergétique ;

- 1 • favoriser la réduction de la facture énergétique par l'application de  
2 certaines mesures de rénovation de l'enveloppe (par exemple, fenêtres,  
3 isolation des murs et des toits ou récupération de chaleur des  
4 systèmes de ventilation centraux).

5 Le programme *Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu* vise  
6 les marchés suivants :

- 7 • Volet social pour la clientèle des Offices municipaux d'habitation  
8 (OMH) ;  
9 • Volet communautaire pour la clientèle des Coopératives d'habitation  
10 (COOP) ;  
11 • Volet communautaire – OBNL pour la clientèle des Organismes à but  
12 non lucratif d'habitation (OBNL) ;  
13 • Volet privé pour la clientèle des logements locatifs privés.

14 Le Distributeur précise que la mise en œuvre du programme s'effectue en  
15 partenariat avec les organismes visés par chacun des volets.

### REPARTITION DU COÛT DE SERVICE

17. **Références :** (i) Pièce [B-0103](#), p. 7 et 15;  
(ii) Pièce [B-0080](#), p. 126;  
(iii) Pièce [B-0080](#), p. 127 et 128;  
(iv) Pièce [B-0080](#), p. 133 et 134;  
(v) Pièce [B-0080](#), p. 134.

#### Préambule :

(i) La Régie constate au Tableau 8B de la référence (i) que l'ajustement différencié reflétant la variation des coûts de -0,4 % aux tarifs domestiques s'explique, entre autres, par une hausse des ventes prévues aux tarifs domestiques ainsi qu'une très faible hausse du coût de service. Soit une hausse de 22,7 M\$.

La Régie produit un tableau présentant la variation annuelle du coût de service pour les catégories de consommateurs domestiques au tarif D et DM, au tarif DP et au tarif DT.

Coût de service par catégorie de consommateurs domestiques (M\$)	2017	2018	Variation (M\$)	Variation (%)
	(suivi D-2017-022)	Année témoin		
Domestiques:				
Tarif D et DM	5 881,3	5 955,3	74,0	1,3%
Tarif DP	102,3	71,2	(31,1)	-30,4%
Tarif DT	214,6	194,4	(20,2)	-9,4%
Total	6 198,2	6 220,9	22,7	0,37%

Sources: R-3980-2016, pièce B-0203, p. 5; pièce B-0103, p. 7.

La Régie constate que la faible hausse du coût de service aux tarifs domestiques est le résultat d'une hausse de 74,0 M\$ ou 1,3 % au tarif D et DM, laquelle est partiellement compensée par une forte baisse du coût de service aux tarifs DP et DT, soit de 30,4 % et de 9,4 % respectivement.

(ii) « Pour établir le profil de consommation de l'année historique des grands clients industriels, le Distributeur dispose des consommations horaires observées de chaque client. Pour les autres catégories de consommateurs, il établit des profils totaux par catégories de consommateurs en se basant sur les profils observés d'un échantillon de clients représentatifs. » [nous soulignons]

(iii) « Veuillez expliquer la réduction de 49 % de la pointe coïncidente annuelle au tarif DT entre 2014 et 2018, tel qu'il apparaît au préambule, considérant que la réduction du nombre d'abonnés n'est que de 9 % sur la même période.

Réponse :

La réduction de la pointe coïncidente annuelle au tarif DT entre 2014 et 2018 s'explique en partie par la diminution de la clientèle comme illustrée en référence. Toutefois, la plus grande part de la réduction provient du fait qu'au moment de la pointe de la charge locale, la contribution de la clientèle au tarif DT est moindre pour l'année témoin 2018 que pour l'année témoin 2014.

La pointe coïncidente découle de profils de consommation observés, normalisés et ajustés pour l'échantillon de la clientèle au tarif DT. Le Distributeur rappelle que les profils sont des données horaires qui affichent une variabilité importante découlant des usages présents à la pointe. Cela est d'autant plus vrai au tarif DT puisque l'usage de chauffage des locaux est effacé à la pointe et, de ce fait, ce sont les autres usages, moins persistants, qui composent la consommation de cette clientèle à la pointe. L'analyse des données des profils de consommation des années témoins de 2014 à 2018 montre qu'il y a effectivement une baisse de la consommation moyenne à ce tarif, baisse découlant de la décroissance du nombre d'abonnements.

Quant à l'échantillon, le Distributeur soutient qu'une centaine de clients au tarif DT est suffisante pour minimiser la variance. » [nous soulignons]

(iv) « 50.3 Veuillez valider et expliquer la réduction de 15,5 %, soit de 303 MW l'an dernier à 256 MW, de la puissance coïncidente annuelle projetée pour 2018 telle que présentée au tableau 50 de la référence (vii) pour la catégorie de consommateurs au tarif DP.

Réponse :

Comme le Distributeur l'a mentionné en réponse à la question 48.3, pour l'année témoin 2017, il faut retenir les valeurs de la puissance coïncidente du tableau 11 et non celles du tableau 50 de la pièce HQD-12, document 3 (B-0047) du dossier R-3980-2016.

La diminution de la puissance coïncidente au tarif DP entre les deux années témoins provient du fait qu'aux fins du dossier tarifaire 2017-2018, le Distributeur avait visé une clientèle cible plus importante pour ce tarif dans l'établissement des caractéristiques de consommation et dans la prévision de la demande. Cette clientèle cible comprenait les clients auparavant facturés en puissance au tarif D et des clients identifiés à l'aide des

*données des compteurs communicants comme étant susceptibles d'avoir des appels de puissance excédant 50 kW. » [nous soulignons]*

La Régie note que la valeur de la puissance coïncidente au Tableau 11 de la pièce B-0047 du dossier R-3980-2016, qu'il faut retenir selon la réponse du Distributeur, était de 803 MW pour le tarif DP. La puissance coïncidente annuelle projetée pour 2018, qui se situe à 256 MW, serait ainsi en baisse de 68 % plutôt que 15,5 %.

(v) « *Le Distributeur confirme la réduction de 24,4 % de la puissance coïncidente annuelle au tarif DT entre les années témoins 2017 et 2018. Cette réduction reflète les explications fournies en réponse à la question 48.4. »*

La Régie comprend de la réponse du Distributeur que la réduction de 49 % en 4 ans de la pointe coïncidente et de 24 % en 2018 par rapport à 2017 repose principalement sur les données d'un échantillon d'une centaine de clients sur environ 112 000 clients au tarif DT.

**Demandes :**

17.1 Veuillez confirmer si le Distributeur juge que les méthodes employées pour la répartition du coût de service de 2018, incluant le choix et le poids des divers facteurs de répartition, et les résultats présentés à la pièce B-0103 lui semblent toujours refléter adéquatement la répartition des coûts entre les différentes catégories de consommateurs. Veuillez commenter et identifier, le cas échéant, les aspects et les éléments qui mériteraient d'être révisés ou actualisés.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur estime que la méthode de répartition du coût de service par**  
2           **catégories de consommateurs et les facteurs de répartition employés sont**  
3           **toujours adéquats. L'approche actuelle est le fruit de discussions s'étant**  
4           **poursuivies sur plusieurs années entre le personnel technique de la Régie, les**  
5           **intervenants et le Distributeur. Elle reflète de plus les décisions de la Régie**  
6           **émises au fil des ans. Le Distributeur considère qu'il n'y a pas d'éléments**  
7           **nouveaux qui justifient de la revoir.**

8           **Par ailleurs, il est normal que les résultats découlant de la mise à jour des**  
9           **facteurs de répartition subissent des variations d'année en année. Ces mises**  
10           **à jour intègrent les profils de consommation de l'année historique de chacune**  
11           **des catégories de consommateurs, lesquels sont normalisés pour les**  
12           **conditions climatiques et ajustés pour tenir compte du calendrier de l'année**  
13           **témoin et de la courbe des besoins du Distributeur.**

14           **L'évolution normale des caractéristiques de consommation de la clientèle, les**  
15           **comptes de frais reportés et leurs modalités de disposition, les changements**  
16           **de principes comptables ou le transfert de clients entre les tarifs sont des**  
17           **éléments qui peuvent mener à des variations annuelles plus ou moins**  
18           **importantes sur les coûts.**

17.2 Veuillez confirmer si dans le cadre du MRI, le Distributeur entend déposer à chacun des dossiers tarifaires l'ensemble des tableaux de la pièce *Répartition du coût de service de l'année témoin*. Dans la négative, veuillez expliquer et justifier.

**Réponse :**

1           **Dans le cadre du MRI, l'ajustement tarifaire demandé pour chacune des trois**  
2           **années qui suivront l'année témoin 2018, sera établi conformément au**  
3           **mécanisme de plafonnement des revenus intégrant la formule d'indexation**  
4           **des coûts retenue par la Régie. Par conséquent, le Distributeur n'aura plus à**  
5           **présenter de façon détaillée les coûts soumis à la formule d'indexation. De**  
6           **plus, le détail de l'enveloppe résultant de l'application de la formule**  
7           **d'indexation ne sera plus obligatoirement connu au moment du dépôt du**  
8           **dossier tarifaire.**

9           **Dans cette optique, le Distributeur ne sera pas en mesure de déposer**  
10           **l'ensemble des tableaux de la pièce sur la répartition du coût de service de**  
11           **l'année témoin comme il le fait actuellement.**

17.3 Veuillez préciser dans quelle mesure la baisse du coût de service de 31,1 M\$ au tarif DP, tel qu'il apparaît au préambule (i), est due au transfert ou à une nouvelle répartition de clients et de coûts vers les tarifs D et DM, et dans quelle mesure cette baisse est due à un changement ou une meilleure évaluation des caractéristiques de consommation de la clientèle au tarif DP. Veuillez chiffrer et quantifier l'impact sur les coûts de service, les revenus additionnels requis et sur les ventes (kWh), pour chacun des tarifs, du transfert ou d'une nouvelle répartition de clients et de coûts vers les tarifs D et DM.

**Réponse :**

12           **Le Distributeur rappelle que la clientèle cible du tarif DP n'était pas définie**  
13           **lors du dépôt du dossier tarifaire 2017-2018 (R-3980-2016), comme l'indique**  
14           **sa réponse citée au préambule (iv).**

15           **Dans le présent dossier, les coûts répartis au tarif DP découlent d'une**  
16           **meilleure évaluation du Distributeur des caractéristiques de consommation de**  
17           **cette clientèle, à la suite de l'entrée en vigueur du tarif le 1<sup>er</sup> avril 2017. Cette**  
18           **évaluation a été effectuée selon la méthodologie usuelle, soit en se basant sur**  
19           **les profils observés d'un échantillon de 22 clients qui partagent des**  
20           **caractéristiques d'appel de puissance similaires à ceux des clients au tarif DP,**  
21           **ainsi que sur la consommation totale prévue à ce tarif. En effet, le Distributeur**  
22           **connaissait, au moment de l'établissement de sa prévision en mai, le nombre**  
23           **d'abonnements à ce tarif.**

24           **Le Distributeur tient à rappeler que lors de l'introduction d'un nouveau tarif,**  
25           **par exemple le tarif DP, il est normal de connaître une période d'ajustements**  
26           **dans les résultats en raison des hypothèses posées avant l'entrée en vigueur**

1 du tarif et en définitive, du choix des clients d'opter pour l'un ou l'autre des  
2 tarifs. Par la suite, l'évolution des facteurs de répartition et les résultats en  
3 matière de répartition des coûts se stabilisent, toutes choses étant égales par  
4 ailleurs.

5 Par ailleurs, pour chiffrer et quantifier l'impact sur les coûts de service, les  
6 revenus additionnels requis et les ventes, pour chacun des tarifs, du transfert  
7 ou d'une nouvelle répartition de clients et de coûts vers les tarifs D et DM, le  
8 Distributeur devrait suivre individuellement l'ensemble des clients considérés  
9 dans la répartition du coût de service, ajouter leur profil de consommation à la  
10 catégorie de consommateurs de destination et en déduire un différentiel sur  
11 les nouvelles prévisions de coûts, de revenus additionnels requis et des  
12 ventes pour chacun des tarifs. Le Distributeur n'est pas en mesure de réaliser  
13 un tel exercice.

14 En outre, le Distributeur procède à une optimisation tarifaire consistant à  
15 déterminer le tarif le plus avantageux parmi tous les tarifs auxquels un  
16 abonnement est admissible, c'est-à-dire le tarif permettant au client de  
17 minimiser sa facture d'électricité. Cette optimisation tarifaire peut également  
18 résulter de transferts proactifs entre les tarifs en vertu des articles 2.8, 2.21 et  
19 3.8 des Tarifs.

20 Pour toutes ces raisons, le Distributeur n'est pas en mesure de chiffrer ou  
21 quantifier l'impact du transfert ou d'une nouvelle répartition de clients, comme  
22 le demande la Régie.

17.4 Veuillez clarifier la réponse du préambule (iv) en ce qui a trait à la valeur de la puissance coïncidente au tarif DP pour l'année 2017 et préciser si l'évaluation de la pointe coïncidente au tarif DP en 2017 et 2018 a été établie à partir d'un échantillon de clients, tel que suggéré au préambule (ii). Si oui, veuillez en indiquer la taille et justifier sa représentativité.

**Réponse :**

23 **Voir la réponse à la question 17.3.**

17.5 Considérant les grandes variations soulignées au préambule (iii) concernant la puissance coïncidente annuelle au tarif DT, veuillez expliquer quelles vérifications ont été faites par le Distributeur afin de s'assurer de la validité de son échantillon et qu'une centaine de clients est suffisante pour minimiser la variance, tel qu'énoncé au préambule (iii).

**Réponse :**

1           **Outre la vérification que les clients de l'échantillon sont effectivement au**  
2           **tarif DT, le Distributeur valide les profils de consommation mesurés avec les**  
3           **données de facturation de chacun des clients.**

4           **Par ailleurs, dans sa réponse citée au préambule (iii), le Distributeur rappelle**  
5           **la variabilité importante à laquelle est soumise la pointe coïncidente au**  
6           **tarif DT. Celle-ci dépend notamment de l'occurrence des pointes réelle et**  
7           **prévue, et ne pourrait être que partiellement compensée par l'augmentation de**  
8           **l'échantillon de clients considérés. Le Distributeur tient à souligner que la**  
9           **variation des puissances coïncidentes au tarif DT est moindre sur les trois**  
10           **années les plus récentes, s'établissant à environ 350 MW.**

17.6 Veuillez élaborer sur la possibilité et l'intérêt d'utiliser les compteurs de nouvelle génération aux fins d'évaluer plus précisément les puissances coïncidentes annuelles servant à la répartition des coûts aux tarifs DT, D et DM, DP ainsi qu'au tarif G.

**Réponse :**

11           **Les échantillons utilisés par le Distributeur sont présentement issus d'un**  
12           **ensemble de clients équipés de compteurs avec mesurage horaire reliés par**  
13           **un lien téléphonique à un système d'acquisition de données. Ces données**  
14           **servent également à la facturation du client. Il est prévu que ces compteurs**  
15           **soient graduellement remplacés par des compteurs communicants, dont la**  
16           **précision des données sera la même puisque les deux types de compteurs**  
17           **sont soumis à la même réglementation de Mesures Canada. Dans ce contexte,**  
18           **les données des échantillons du Distributeur proviendront, dans un avenir**  
19           **rapproché, du mesurage horaire des compteurs communicants.**

20           **Par ailleurs, pour des besoins plus spécifiques, le Distributeur envisage**  
21           **d'augmenter certains échantillons en utilisant les données des compteurs**  
22           **communicants.**

17.7 Dans l'hypothèse où la Régie devait autoriser des ajustements différenciés reflétant la variation des coûts, veuillez expliquer si le Distributeur juge approprié ou non de traiter les catégories de consommateurs domestiques aux tarifs D et DM, au tarif DP et au tarif DT distinctement en fonction de l'évolution des coûts de chacune de ces catégories. Veuillez élaborer sur les avantages, les inconvénients et les conséquences d'un traitement distinct et préciser les revenus additionnels requis pour chacun des tarifs D et DM, DP et DT.

**Réponse :**

23           **Le Distributeur juge toujours opportun de considérer l'ensemble des tarifs**  
24           **domestiques dans une seule et même catégorie de consommateurs. À cet**

1 effet, il réfère la Régie au dossier R-3492-2002 – Phase 1<sup>6</sup>, où ce regroupement  
2 était ainsi justifié :

3 Ces regroupements s’expliquent par le fait que les tarifs « satellites » sont  
4 déterminés à partir d’un tarif de « référence », par exemple, les tarifs DM,  
5 DH et DT<sup>7</sup> sont dépendants du tarif D [...]. Pour maintenir cet équilibre et  
6 éviter un mauvais signal de prix entre les tarifs d’une même catégorie de  
7 consommateurs, le Distributeur doit prendre en compte les répercussions  
8 d’une modification du tarif de référence sur les tarifs « satellites ». Le  
9 Distributeur a traditionnellement interprété l’interfinancement de cette  
10 façon dans les diverses propositions tarifaires qu’il a soumises au  
11 gouvernement.

12 La Régie, dans sa décision D-2003-93<sup>8</sup>, a accepté les catégories de  
13 consommateurs proposées par le Distributeur, soit le regroupement des  
14 clients domestiques (aujourd’hui les tarifs D, DM, DN, DP et DT), de petite  
15 puissance, de moyenne puissance et de grande puissance.

16 Dans un autre ordre d’idée, le Distributeur fait la distinction entre les résultats  
17 de la répartition du coût de service et les ajustements tarifaires différenciés  
18 par catégories de consommateurs. Il rappelle que depuis le dossier R-3644-  
19 2007, et bien que la décision D-2007-12 à l’égard de l’interfinancement lui  
20 permette de proposer des ajustements tarifaires reflétant la variation des  
21 coûts, il a pris l’approche de proposer un ajustement uniforme des tarifs tout  
22 en laissant la Régie arbitrer cette question en fonction de l’ensemble des  
23 éléments au dossier<sup>9</sup>.

24 Compte tenu de ce qui précède, de l’hypothèse émise par la Régie dans sa  
25 question 17.7 à l’effet qu’elle pourrait autoriser des ajustements différenciés  
26 reflétant la variation des coûts de chacune des catégories de consommateurs  
27 de la catégorie domestique, et des autres questions de la Régie sur ce sujet  
28 dans le présent dossier, le Distributeur trouve pertinent à ce stade-ci de  
29 refaire le point sur ce qu’impliquerait l’application de telles hausses.

30 Dans un dossier tarifaire, les intervenants ont l’occasion de se prononcer sur  
31 les ajustements différenciés par catégories de consommateurs en fonction du  
32 résultat émanant de l’exercice de répartition des coûts. On peut constater au  
33 fil des dossiers tarifaires que leur position a évolué en fonction des années,  
34 selon que ces ajustements différenciés étaient, ou non, à leur avantage.

---

<sup>6</sup> Dossier R-3492-2002 – Phase 1, pièce HQD-3, document 4, page 7.

<sup>7</sup> Ou DM, DN, DP et DT dans le présent dossier.

<sup>8</sup> Dossier R-3492-2002 – Phase 1, décision D 2003-93, page 186.

<sup>9</sup> Dossier R-3933-2015, réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.3 (B-0076).

1 Par ailleurs, les ajustements tarifaires selon la variation des coûts sont à  
2 l'encontre de certaines décisions prises au fil des ans. Par exemple, au  
3 présent dossier :

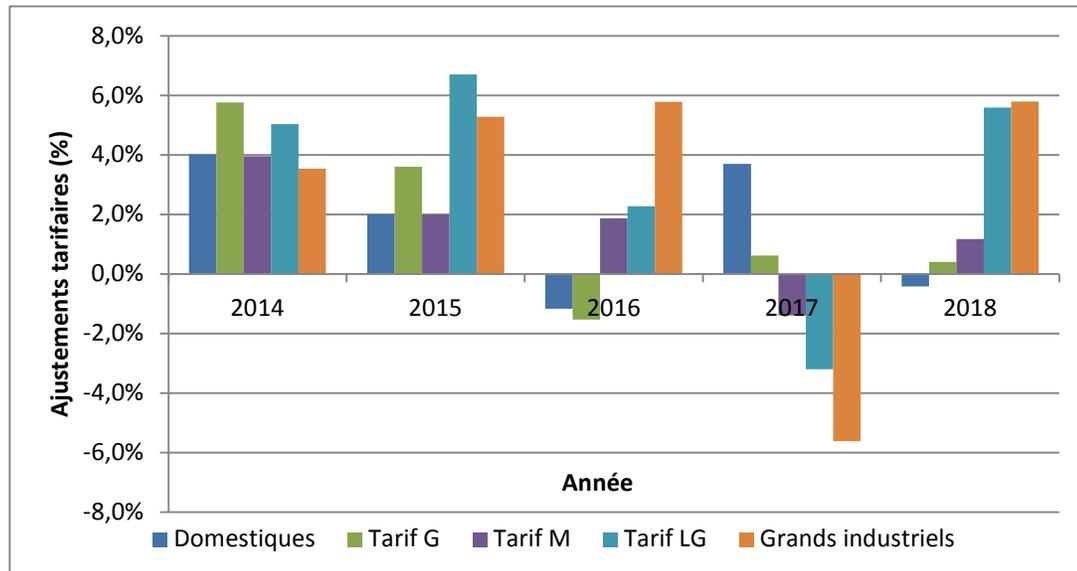
- 4 • Un ajustement de 1,2 % au tarif M irait à l'encontre des efforts de  
5 rééquilibrage approuvés par la Régie dans sa décision D-2014-037 ;
- 6 • Un ajustement de 5,6 % au tarif LG implique une hausse tarifaire  
7 supérieure à la hausse proposée par le Distributeur, laquelle incorpore  
8 des revenus de 0,8 M\$ associés au mécanisme de fixation de la  
9 puissance à facturer minimale. De plus, cet ajustement différencié  
10 pourrait avoir pour effet d'inciter certains clients qui font face à une  
11 forte concurrence et qui auront à faire un choix en matière de source  
12 d'énergie ou de localisation à remettre en question des  
13 investissements prévus au Québec ;
- 14 • Un ajustement de 5,8 % au tarif L irait à l'encontre de la volonté de  
15 maintenir les tarifs industriels concurrentiels. En effet, au cours des  
16 dernières années, le gouvernement du Québec a posé différents gestes  
17 en faveur de la clientèle industrielle au tarif L, dont notamment,  
18 l'exemption de l'indexation du coût de fourniture de l'électricité  
19 patrimoniale à cette catégorie de consommateurs. Par ailleurs, dans  
20 son Avis sur les pratiques tarifaires, la Régie souligne notamment que  
21 la prévisibilité et la stabilité des prix procurent un avantage additionnel  
22 pour les clients des secteurs industriels du Québec<sup>10</sup>.

23 La figure R-17.7 montre l'évolution des ajustements tarifaires différenciés  
24 reflétant la variation des coûts des années témoins autorisées. On peut  
25 constater une évolution instable de ces ajustements.

---

<sup>10</sup> Avis de la Régie, paragraphe 141.

**FIGURE R-17.7 :**  
**ÉVOLUTION DES AJUSTEMENTS TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉS**  
**REFLÉTANT LA VARIATION DES COÛTS**



Ces ajustements tarifaires différenciés sont contraires à l'interprétation de la Régie du décret 1164-2007 de ne pas procéder à une modification différenciée des tarifs de façon brusque et déséquilibrée.

De plus, la Régie a mentionné, dans sa décision D-2016-033 (paragraphe 834), qu'elle a tenu compte du critère de stabilité pour approuver la proposition de hausses uniformes du Distributeur. Dans son Avis sur les pratiques tarifaires, la Régie a également réitéré qu'elle veut préserver la stabilité des tarifs lorsqu'elle décidera de fixer les tarifs d'électricité en fonction du principe de la vérité des coûts<sup>11</sup>.

Comme les ajustements différenciés reflétant la variation des coûts reviennent à maintenir les indices d'interfinancement au niveau du dossier tarifaire précédent, l'application d'ajustements différenciés reviendrait à fixer une balise de référence à l'année 2017. De plus, de l'avis du Distributeur, les hausses uniformes autorisées par la Régie au fil des ans n'ont pas modifié significativement le niveau d'interfinancement des catégories de consommateurs. En effet, les indices sont demeurés relativement stables au cours des années, tout en évitant des chocs tarifaires d'une année à l'autre.

Enfin, avec les hausses uniformes, les efforts d'efficacité, jumelés à l'engagement de hausses tarifaires inférieures ou égales à l'inflation, bénéficient à l'ensemble de la clientèle pour des raisons d'équité. Au

<sup>11</sup> Avis de la Régie, paragraphe 108.

1 contraire, des ajustements différenciés par catégories de consommateurs  
2 favoriseraient une catégorie de consommateurs au détriment d'une autre.  
3 Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur préconise la prudence et, par  
4 conséquent, le maintien de hausses uniformes par catégories de  
5 consommateurs.

18. Référence : Pièce [B-0085](#), p. 3 à 5.

Préambule :

	Tableau 53 du document Répartition des coûts		Rapports annuels HQT	Écart : Domestique vs GP
	Prévision		Réel	
	Domestique	GP	HQT	
2013	9,24%	5,90%	5,85%	3,34%
2014	9,25%	5,87%	5,91%	3,38%
2015	9,18%	5,95%	6,13%	3,23%
2016	8,96%	6,05%	6,34%	2,91%
2017	7,94%	6,28%	6,00%	prévision 1,66%
2018	7,97%	6,48%	6,10%	prévision 1,49%

« Comme l'énergie des ventes aux clients domestiques transite et engendre des pertes sur les réseaux basse, moyenne et haute tensions, les pertes qui leur sont attribuées suivent essentiellement l'évolution du taux de pertes global. Au contraire, l'énergie des ventes aux clients au tarif L transite et engendre des pertes principalement sur le réseau haute tension. En conséquence, cette clientèle se voit assigner des pertes qui suivent l'évolution des pertes de transport. » [nous soulignons]

Demande :

18.1 Veuillez expliquer pourquoi la prévision du taux de perte au tarif L estimé par le Distributeur, soit 6,48 % en 2018, diffère sensiblement de la prévision du Transporteur pour 2018, tel que présenté au préambule.

Réponse :

6 Dans sa réponse citée au préambule, le Distributeur a bien mentionné que les  
7 pertes assignées au tarif L suivent l'évolution de celles de transport, et non  
8 qu'elles sont semblables. En fait, il est tout à fait normal que les pertes au  
9 tarif L soient supérieures.

10 En effet, l'énergie destinée aux clients du tarif L transite et engendre non  
11 seulement des pertes sur le réseau de haute tension, comme l'indique le  
12 Distributeur, mais également sur le réseau de moyenne tension puisque

- 1 certains de ces clients sont alimentés à cette tension. Or, les pertes de ces  
2 clients sont forcément plus importantes.

## STRATÉGIE TARIFAIRE

### Tarif DP

19. Références : (i) Pièce [B-0047](#), p. 36;  
(ii) Pièce [B-0047](#), p. 40 et 41;  
(iii) Pièce [B-0047](#), p. 61.

#### Préambule :

(i)

TABLEAU 8 :  
REVENU MOYEN PAR TRANCHE DE CONSOMMATION  
TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017

Consommation annuelle (kWh)	Revenu moyen (¢/kWh)		
	Tarif DP 2017	Tarif DP cible	Tarif G-9
[ -;100000[	9,09	11,48	18,27
[100000; Max.]	9,35	9,14	13,28
<b>Total</b>	<b>9,33</b>	<b>9,33</b>	<b>13,48</b>

TABLEAU 9 :  
REVENU MOYEN PAR TRANCHE DE FU  
TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017

Moyenne des FU mensuels	Revenu moyen (¢/kWh)		
	Tarif DP 2017	Tarif DP cible	Tarif G-9
[ 0 %;10 %]	11,34	17,73	18,42
]10 %;20 %]	10,15	12,29	14,11
]20 %;30 %]	9,34	9,87	12,85
]30 %;40 %]	9,25	9,07	-
]40 %;50 %]	9,28	8,99	-
]50 %;60 %]	9,29	9,04	-
]60 %;70 %]	9,19	8,95	-
]70 %;80 %]	9,07	8,84	-
]80 %;90 %]	8,63	7,93	-
]90 %;100 %]	-	-	-
<b>Total</b>	<b>9,33</b>	<b>9,33</b>	<b>13,48</b>

- (ii) « Le tableau 13 illustre les impacts pour certains abonnements actuellement au tarif DP pour lesquels le Distributeur dispose d'information relative à l'usage spécifique. »

La Régie présente un tableau dont les données sont tirées du *Tableau 13 : Exemples d'abonnements impactés*. Ce tableau fait ressortir le revenu moyen (¢/kWh) pour chacun des exemples au tarif actuel DP 2017, au tarif DP-cible et selon le tarif optimal.

La Régie comprend que ces exemples fournis par le Distributeur ne sont pas représentatifs de l'ensemble de la clientèle au tarif DP. Elle note toutefois que ces abonnements ont tous des FU moyens inférieurs à 50 %.

Exemples d'abonnements impactés - Tarif DP cible											
	Consommation	PMA max	FU moyen	Facture ann.	Fact. / kWh	Facture ann.	Fact. / kWh	Facture ann.	tarif	Fact. / kWh	
	Ann. (kWh)			DP 2017	2017	Tarif DP cible	cible	tarif optimal	optimal	optimal	
1	Résidentiel / pompe à incendie	900	86	0,2%	433 \$	0,48 \$	3 707 \$	4,12 \$	1 219 \$	G	1,35 \$
2	Agricole / pompe	1 860	71	0,3%	521 \$	0,280 \$	1 853 \$	0,996 \$	1 420 \$	G	0,763 \$
3	Agricole / ferme céréalière	5 909	54	7,5%	450 \$	0,076 \$	3 137 \$	0,531 \$	764 \$	D cible	0,129 \$
4	Agricole / pépinière	11 112	90	3,1%	1 590 \$	0,143 \$	3 747 \$	0,337 \$	3 368 \$	G-9	0,303 \$
5	Agricole / séchoir à grains	12 243	103	1,9%	2 457 \$	0,201 \$	6 191 \$	0,506 \$	6 191 \$	DP cible	0,506 \$
6	Agricole / élevage de porcs	13 108	105	14,4%	2 154 \$	0,164 \$	5 902 \$	0,450 \$	5 902 \$	DP cible	0,450 \$
7	Résidentiel / immeuble collectif	14 060	102	11,8%	2 318 \$	0,165 \$	5 997 \$	0,427 \$	5 760 \$	G-9	0,410 \$
8	Résidentiel / résidence privée	90 468	51	28,5%	7 574 \$	0,084 \$	7 568 \$	0,084 \$	7 568 \$	DP cible	0,084 \$
9	Agricole / poulailler	98 353	53	39,1%	8 275 \$	0,084 \$	7 515 \$	0,076 \$	7 515 \$	DP cible	0,076 \$
10	Agricole / culture maraichère	115 766	117	38,0%	10 720 \$	0,093 \$	10 733 \$	0,093 \$	10 733 \$	DP cible	0,093 \$
11	Agricole / ferme sans résidence	117 549	55	28,8%	9 985 \$	0,085 \$	9 987 \$	0,085 \$	9 987 \$	DP cible	0,085 \$
12	Agricole / élevage de porcs	131 832	51	38,0%	11 207 \$	0,085 \$	10 051 \$	0,076 \$	10 051 \$	DP cible	0,076 \$
13	Résidentiel / résidence privée	145 971	53	48,9%	12 462 \$	0,085 \$	10 467 \$	0,072 \$	10 467 \$	DP cible	0,072 \$
14	Agricole / producteur laitier	205 649	58	43,7%	17 894 \$	0,087 \$	16 660 \$	0,081 \$	16 660 \$	DP cible	0,081 \$

(iii) « Les modifications tarifaires effectuées ont été encadrées par trois grands principes : le reflet des coûts, la continuité entre les tarifs et l'amélioration du signal de prix. »

#### Demandes :

19.1 Veuillez expliquer comment ont été établis les revenus moyens (¢/kWh) des tableau 8 et 9 du préambule (i) en fournissant les hypothèses utilisées pour chaque tranche de consommation et de FU et le détail des calculs effectués pour arriver à ces résultats.

#### Réponse :

1 Les revenus moyens des tableaux 8 et 9 du préambule (i) proviennent des  
 2 simulations tarifaires que le Distributeur a effectuées avec les données de  
 3 référence de l'année 2016. Ils correspondent à la moyenne des revenus  
 4 moyens (ou prix unitaires) pour l'ensemble des clients à chacun des tarifs  
 5 simulés par tranche de consommation ou par tranche de FU, respectivement.

6 Les revenus moyens des exemples d'abonnements du tableau au  
 7 préambule (ii) inférieurs à ceux du tableau 9 démontrent que le revenu moyen  
 8 associé à un abonnement peut être inférieur ou supérieur à la moyenne.  
 9 Comme le souligne la Régie au préambule (ii), les exemples du tableau 13 ne  
 10 sont pas représentatifs de l'ensemble des clients au tarif DP. Ils permettent  
 11 néanmoins de constater que les impacts peuvent être variés.

12 Par contre, les revenus moyens des tableaux 8 et 9 donnent un portrait  
 13 représentatif de l'ensemble de la clientèle.

19.2 Veuillez expliquer comment 6 des 7 exemples avec un FU moyen entre 28 % et 49 %, les exemples 8 à 14 du tableau au préambule (ii), présentent des revenus moyens

entre 7,2 ¢/kWh et 8,5 ¢/kWh à la structure cible, soit significativement inférieurs aux 8,99 ¢/kWh à 9,87 ¢/kWh indiqués au Tableau 9 du préambule (i).

**Réponse :**

1           **Voir la réponse à la question 19.1.**

19.3 Veuillez justifier que pour les 6 abonnements consommant entre 90 468 et 205 649 kWh par année et ayant des PMA maximales entre 51 et 58 KW, ce qui les rendent admissibles au tarif D, il est plus avantageux d'être facturé pour la puissance au tarif DP. Veuillez fournir, pour chacun de ces abonnements, quelle serait leur facture annuelle au tarif D.

**Réponse :**

2           **Le tableau R-19.3 présente l'information demandée aux questions 19.3 et 19.5.**  
3           **Comme les données utilisées aux fins de la facturation des clients sont**  
4           **établies par période de consommation et que celle-ci peut chevaucher**  
5           **plusieurs mois selon son nombre de jours, le Distributeur indique la saison**  
6           **(été ou hiver) durant laquelle la PMA maximale du client a été mesurée.**

**TABLEAU R-19.3 :**  
**INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES RELATIVES AUX EXEMPLES D'ABONNEMENTS DU**  
**TABLEAU 13 DE LA PIÈCE HQD-13, DOCUMENT 2 (B-0047)**

Cas	Portrait de la consommation						Facture annuelle DP 2017 (\$)	Facture annuelle D 2017 (\$)
	Segment	Usage spécifique	Cons. annuelle (kWh)	PMA max (kW)	Période de la PMA max	PMA min (kW)		
<b>Abonnements désavantagés</b>								
1	résidentiel	pompe à incendie	900	86	Été	42	433 \$	s.o.
2	agricole	ferme céréalière	5 909	54	Hiver	5	450 \$	501 \$
3	agricole	pompe	1 860	71	Été	0	521 \$	s.o.
4	agricole	élevage de porcs	13 108	105	Hiver	0	2 154 \$	s.o.
5	résidentiel	immeuble collectif	14 060	102	Hiver	6	2 318 \$	s.o.
6	agricole	séchoir à grains	12 243	103	Hiver	3	2 457 \$	s.o.
7	agricole	pépinière	11 112	90	Été	58	1 590 \$	s.o.
<b>Abonnements neutres</b>								
8	agricole	ferme sans résidence	117 549	55	Été	35	9 985 \$	10 260 \$
9	résidentiel	résidence privée	90 468	51	Hiver	32	7 574 \$	7 844 \$
10	agricole	culture maraîchère	115 766	117	Été	4	10 720 \$	s.o.
<b>Abonnements avantageés</b>								
11	agricole	poulailler	98 353	53	Été	14	8 275 \$	8 547 \$
12	résidentiel	résidence privée	145 971	53	Hiver	26	12 462 \$	12 795 \$
13	agricole	élevage de porcs	131 832	51	Été	31	11 207 \$	11 534 \$
14	agricole	producteur laitier	205 649	58	Hiver	51	17 894 \$	18 118 \$

1 **Le Distributeur rappelle qu'il est nécessaire d'analyser l'ensemble des**  
 2 **composantes d'un tarif lorsqu'il est comparé à un autre. Le fait que le tarif DP**  
 3 **puisse être plus avantageux que le tarif D pour des clients ayant une PMA**  
 4 **maximale entre 50 et 65 kW en est la preuve. Ici, le plus grand nombre de kWh**  
 5 **facturés au bas prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie permet de mitiger l'impact de la**  
 6 **facturation de la puissance.**

19.4 Veuillez élaborer sur le grand principe de continuité entre les tarifs, évoqué au préambule (iii), et préciser dans quelle mesure la structure cible proposée par le Distributeur pour le tarif DP permet de respecter ce principe par rapport au tarif D. Veuillez illustrer à l'aide d'exemples.

Réponse :

7 **Le Distributeur soutient que le principe de continuité entre les tarifs a son**  
 8 **importance mais que ce sont principalement les principes du meilleur reflet**

1 des coûts de service, d'équité et d'amélioration du signal de prix qui l'ont  
2 guidé dans sa proposition de structure cible au tarif DP.

3 Le Distributeur rappelle que la stratégie tarifaire appliquée au tarif D depuis  
4 2006 avait généré des impacts tarifaires particulièrement importants pour les  
5 clients domestiques de plus de 50 kW. Le fait d'appliquer un seul tarif pour  
6 l'ensemble des clients domestiques, petits et grands, assurait une continuité  
7 tarifaire parfaite mais celle-ci se faisait au détriment du principe d'équité.

8 Par la création du tarif DP, le Distributeur visait à offrir une structure tarifaire  
9 mieux adaptée aux profils de consommation des clients domestiques de plus  
10 de 50 kW et à assurer un meilleur reflet des coûts de service. Comme la  
11 structure cible du tarif DP est différente de celle du tarif D, la création du  
12 tarif DP crée inévitablement une certaine discontinuité avec le tarif D.  
13 Néanmoins, le principe de continuité tarifaire est abordé au moyen du  
14 chevauchement des domaines d'application des tarifs D et DP pour les clients  
15 dont la puissance maximale appelée est de 50 kW ou plus mais inférieure à  
16 65 kW.

19.5 Veuillez indiquer, pour chacun des abonnements actuellement au tarif DP, présentés  
au tableau 13 et pour lesquels le Distributeur dispose d'information relative à l'usage  
spécifique, tel que mentionné au préambule (ii), durant quel mois est survenu la PMA.

Réponse :

17 Voir la réponse à la question 19.3.

20. Références : (i) Pièce [C-RNCREQ-00013](#), p. 4 ;  
(ii) Pièce [B-0047](#), p. 24.

Préambule :

(i) « Il n'y [a] pas de doute que la réduction de l'appel en puissance à la pointe du  
réseau peut avoir une influence sur les coûts de service. Toutefois, on verra qu'à d'autres  
moments de l'année, il n'y a peu ou pas de réductions de coûts qui les accompagnent.

Dans sa demande, HQD insiste qu'il est important que les clients gèrent leurs appels de  
puissance en tout temps et non pas seulement à la pointe du réseau, de façon à réduire la  
pression tant sur les coûts de fourniture que ceux de transport et de distribution »

(ii) « Ces modifications constituent une réallocation des revenus des composantes  
redevance et énergie vers la composante puissance, accroissant la proportion des revenus  
récupérés par la composante puissance de 8 % à 28 %. »

Demande :

20.1 Nonobstant l'importance que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps et non seulement à la pointe du réseau, considérant que la composante puissance pourrait prendre une proportion beaucoup plus grande dans la facture selon la structure cible proposée au tarif DP, tel qu'indiqué au préambule (ii), veuillez commenter l'affirmation du RNCREQ au premier paragraphe du préambule (i) et élaborer sur les mérites et inconvénients de revoir la décision D-2008-024 quant à l'harmonisation des primes de puissance d'été et d'hiver et de plutôt maintenir au niveau actuel le différentiel entre la prime de puissance d'été et la prime d'hiver, atténuant ainsi quelque peu l'impact de la stratégie proposée pour le tarif DP sur certains clients.

**Réponse :**

1           **L'affirmation de l'intervenant est réductrice.**

2           **D'une part, elle ne tient compte que des coûts d'approvisionnement à la fine**  
3           **pointe du réseau. Or, les tarifs visent à récupérer l'ensemble des coûts**  
4           **encourus pour assurer le service électrique. Ces coûts incluent non**  
5           **seulement ceux associés aux contrats d'approvisionnement, mais également**  
6           **aux équipements existants des réseaux de transport et distribution mis à la**  
7           **disposition des clients pour répondre en tout temps à leur demande. Par**  
8           **conséquent, les coûts d'approvisionnement à la pointe ne représentent**  
9           **qu'une seule composante des coûts de service à récupérer.**

10           **D'autre part, l'affirmation de l'intervenant néglige de considérer le fait que les**  
11           **coûts de service sont principalement établis sur la base d'une planification**  
12           **des besoins et que c'est en mode planification que la gestion de la puissance**  
13           **des clients revêt toute son importance.**

14           **Pour être efficace, la facturation de la puissance doit intervenir sur des**  
15           **variables sur lesquelles le client peut agir, c'est-à-dire ses propres appels de**  
16           **puissance en modulant l'utilisation de ses équipements. C'est pour cette**  
17           **raison que la facturation de la puissance basée sur la puissance maximale**  
18           **appelée mensuelle du client constitue une pratique généralisée dans**  
19           **l'industrie électrique et qu'elle est utilisée depuis des décennies dans tous les**  
20           **tarifs généraux du Distributeur. Comme les périodes de pointe sont connues a**  
21           **posteriori, la facturation de la puissance appelée au moment de la pointe du**  
22           **réseau ne produirait pas les effets escomptés puisque les clients ne seraient**  
23           **pas en mesure d'agir en temps réel, au moment de la pointe. En plus d'être**  
24           **inefficace, elle serait inéquitable puisque les coûts fixes de transport et de**  
25           **distribution ne seraient supportés que par les clients présents, de façon**  
26           **quasi-aléatoire, à la pointe du réseau alors que d'autres clients utilisent le**  
27           **réseau à d'autres moments et qu'ils devraient eux aussi payer pour cette**  
28           **utilisation suivant le principe d'utilisateur-payeur.**

1 En contrôlant ses appels de puissance tout au long de l'année, le client réduit  
2 sa quote-part des coûts alloués à la catégorie de consommateurs auquel il  
3 appartient. Du point de vue du Distributeur, cette meilleure gestion de la  
4 puissance dégage de la capacité lui permettant d'éviter de planifier de  
5 nouveaux approvisionnements et des investissements additionnels en  
6 transport et en distribution. Il est également à noter que la gestion de la  
7 puissance en été permet au Transporteur et au Distributeur de planifier  
8 l'entretien de leur réseau, et à ce dernier de gérer les pointes locales qui  
9 peuvent survenir l'été. *A contrario*, sans facturation de la puissance à d'autres  
10 moments qu'à la pointe du réseau, les clients n'auraient aucun intérêt à gérer  
11 leurs charges et le Distributeur devrait inévitablement investir sur le réseau  
12 pour répondre à cette croissance des besoins en puissance. C'est en ce sens  
13 que la gestion de la puissance exerce une pression à la baisse sur les coûts  
14 de service du Distributeur.

15 En ce qui concerne l'appariement des primes de puissance d'été et d'hiver, le  
16 Distributeur soutient qu'elle est toujours souhaitable.

17 D'une part, elle permet d'harmoniser les modalités relatives à la facturation de  
18 la puissance pour l'ensemble des clients du Distributeur. Le Distributeur  
19 réitère l'importance de donner aux clients qui sont en mesure de comprendre  
20 et gérer leur puissance, un signal de prix cohérent qui favorise l'étalement de  
21 leur consommation en tout temps, c'est-à-dire l'amélioration de leur facteur  
22 d'utilisation, et ce, peu importe leur tarif. La poursuite de l'appariement de la  
23 prime de puissance d'été à celle d'hiver aux tarifs domestiques fait partie de  
24 cette stratégie. Une réduction des impacts pour certains clients obtenue en  
25 maintenant une différenciation saisonnière des primes de puissance se ferait  
26 au détriment du signal de prix visé et des autres clients et ne peut, de l'avis du  
27 Distributeur, se justifier.

28 D'autre part, le Distributeur tient à rappeler que ses tarifs revêtent déjà un  
29 caractère saisonnier. C'est par le mécanisme de fixation automatique de la  
30 puissance à facturer minimale que le Distributeur envoie le signal aux clients  
31 que le coût de la puissance appelée en hiver est plus élevé que celui de la  
32 puissance appelée en été. La récupération du coût d'un appel de puissance  
33 qui survient durant un mois d'hiver est réalisée sur 12 mois alors que celui qui  
34 survient l'été n'est facturé que pour le mois courant. Ainsi, même lorsque la  
35 prime de puissance d'été sera égale à celle d'hiver, comme c'est déjà le cas  
36 aux tarifs généraux, les kW appelés en hiver coûteront plus cher au client (par  
37 exemple, 100 kW pendant le mois d'hiver et 65 kW les autres mois) que ceux  
38 en été (100 kW uniquement pendant le mois courant). Il n'est donc pas  
39 nécessaire d'avoir des primes de puissance saisonnières pour refléter le fait  
40 que les coûts de puissance sont plus importants en hiver.

1 Comme mentionné au préambule (ii), les revenus associés à la composante  
2 puissance du tarif DP représentent 8 % des revenus récupérés. Or, l'exercice  
3 de répartition des coûts démontre que les coûts en puissance représentent  
4 près de 50 % des coûts alloués au tarif DP. Bien qu'il n'y ait pas  
5 d'appariement parfait entre les coûts et les composantes, il n'en demeure pas  
6 moins qu'il est souhaitable que la structure du tarif DP reflète davantage cette  
7 répartition. En permettant de récupérer 28 % des revenus par le biais de la  
8 composante puissance, le Distributeur est d'avis que la structure cible  
9 proposée répond davantage à l'objectif de mieux refléter les coûts.

10 Une implantation graduelle reste, selon le Distributeur, la meilleure façon  
11 d'atténuer les impacts pour certains clients, sans compromettre les objectifs  
12 visés par la création du tarif DP d'améliorer le signal de prix en puissance et  
13 d'assurer un meilleur reflet du coût de service. Le déploiement de la structure  
14 cible du tarif DP, comme proposé dans le présent dossier, laisse toute la  
15 marge de manœuvre nécessaire pour atténuer les impacts puisque le  
16 Distributeur soumettra à chaque année une proposition de hausse de la prime  
17 de puissance applicable aux 50 premiers kW. La hausse de cette composante  
18 pourra ainsi être ajustée annuellement en fonction du niveau de la hausse  
19 tarifaire approuvée, mais également des impacts pour la clientèle visée et de  
20 sa capacité à s'adapter à ce nouveau signal de prix.

#### Tarif de relance industrielle

21. **Références :**
- (i) Pièce [B-0047](#), p. 49;
  - (ii) Pièce [B-0087](#), p. 68, 69 et 71;
  - (iii) Pièce [B-0049](#), p. 150 et 151;
  - (iv) Pièce [B-0082](#), p. 8.

#### Préambule :

(i) « Le tarif de relance industrielle s'adresse quant à lui aux clients existants au tarif L qui pourraient s'engager à remettre en exploitation des capacités de production inutilisées d'une usine ou à convertir à l'électricité un procédé industriel. Ce tarif, offert sur une base non ferme, serait basé sur le coût évité de l'électricité du Distributeur et sujet à des périodes de restriction en hiver. » [nous soulignons]

(ii) « Le Distributeur réserve le TRI aux capacités de production à l'arrêt pour lesquelles les conditions de marchés actuelles ne permettent pas la remise en activité des opérations. Considérant que l'augmentation des ventes est bénéfique pour l'ensemble de la clientèle, le Distributeur ne juge pas pertinent d'imposer un arrêt minimal de trois ans pour les adhérents au TRI. Ce tarif se veut une option répondant aux impératifs de production de la clientèle industrielle. »

« Le client admissible au TRI est en tout temps le titulaire d'un abonnement au tarif L. Un client peut bénéficier du TRI pour sa charge additionnelle pour une durée minimale de trois périodes de consommation, consécutives ou non, sur une période de 12 périodes mensuelles consécutives suivant son adhésion. Ainsi, un client pourrait choisir de souscrire au TRI une partie de sa charge pendant une période minimale de trois mois et de revenir au tarif L une fois cette commande terminée.

Le client peut en tout temps adhérer au TRI. »

« Le Distributeur demandera aux clients bénéficiant du TRI de se restreindre à leur puissance historique au tarif L lorsqu'il fait appel à ses options de gestion de la demande ou pour répondre aux besoins de gestion du réseau. » [nous soulignons]

(iii) « 6.64 Restrictions

«Hydro-Québec peut interdire la consommation d'électricité en vertu du tarif de relance industrielle moyennant un préavis de 2 heures, en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau.

Si le client consomme de l'électricité supplémentaire pendant une période non autorisée, toute consommation au-delà de la puissance historique pendant cette période lui est facturée au prix de 50 ¢ le kilowattheure. » [nous soulignons]

(iv) « Le TRI s'adresse aux clients du tarif L susceptibles de remettre en exploitation des capacités de production inutilisées, par exemple à la suite de commandes supplémentaires ou de transferts de production en provenance d'usines situées à l'extérieur du Québec. Chaque cas sera évalué en fonction de l'historique de consommation de l'abonnement et de toutes autres informations pertinentes.

Ce tarif ne comporte aucune obligation du participant en matière de consommation minimale ou de création et de maintien de nouveaux emplois. Cependant, le client doit s'engager pour une durée minimale de trois périodes de consommation au cours des 12 périodes mensuelles consécutives suivant son adhésion.

De plus, la charge au TRI est soumise à des périodes de restrictions à la demande du Distributeur.

Ainsi, comme le TRI vise à répondre aux impératifs de production de la clientèle industrielle et qu'il est offert sur une base non ferme, le fait d'inclure des obligations pourrait grandement limiter le recours à ce tarif. » [nous soulignons]

« Le Distributeur se tient informé, par l'entremise de ses délégués, de l'évolution des projets et des opérations de sa clientèle industrielle.

Ainsi, il a vérifié, auprès de cette dernière, les opportunités de remises en marche des capacités de production qui résulteraient d'une offre tarifaire plus concurrentielle au Québec, remises en marche que les clients n'auraient pas faites autrement. » [nous soulignons]

La Régie remarque que le Distributeur, dans ses réponses, explications et justifications concernant le tarif de relance industrielle, vise d'abord et avant tout la remise en exploitation, pour une période minimale de 3 mois consécutifs ou non, de capacités de production à l'arrêt

et pour lesquelles les conditions de marchés actuelles ne permettent pas la remise en activité des opérations.

**Demandes :**

21.1 Veuillez expliquer comment un tarif conçu afin d'encourager la remise en production d'activités industrielles pourrait également s'appliquer à la conversion de procédés industriels. Veuillez préciser en quoi un tarif offert sur une base non ferme, sujet de des périodes de restriction et offert pour une période minimale de 3 mois consécutifs ou non, est bien adapté pour s'appliquer à la conversion de procédés, laquelle est généralement faite sur une base permanente.

**Réponse :**

1           **La proposition du Distributeur vise essentiellement à accorder plus de**  
2           **souplesse tarifaire à la clientèle industrielle tout en contribuant, d'une part, à**  
3           **l'écoulement de surplus et, d'autre part, à l'amélioration de la compétitivité**  
4           **des grands clients industriels. Elle rejoint ainsi les pistes de solution**  
5           **concernant la compétitivité des tarifs industriels formulées par la Régie dans**  
6           **son Avis sur les pratiques tarifaires.**

7           **L'offre de ce tarif basé sur le coût évité de l'électricité est combinée à un**  
8           **service non ferme ne générant pas de coûts additionnels en puissance. Le**  
9           **Distributeur propose d'offrir le TRI pour toute charge additionnelle qui**  
10          **générera des revenus additionnels, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.**  
11          **C'est à cette fin que le Distributeur ne distingue pas la relance de capacités**  
12          **industrielles non utilisées de la conversion à l'électricité de procédés**  
13          **industriels.**

14          **Ainsi, les clients qui adhéreront au TRI dans le cadre d'une conversion à**  
15          **l'électricité de procédés industriels seront soumis à un service non ferme. Ils**  
16          **devront donc disposer d'une source d'énergie alternative ou interrompre leur**  
17          **procédé industriel à la demande du Distributeur en fonction des besoins de**  
18          **gestion et de la disponibilité du réseau, à l'image de l'option d'électricité**  
19          **interrupible.**

20          **Par ailleurs, le Distributeur est d'avis que la période minimale de trois mois ne**  
21          **constitue pas une contrainte puisque ces clients devraient adhérer à ce tarif**  
22          **tant que l'ensemble de ses modalités, incluant un prix offert compétitif,**  
23          **représentera une solution à moindre coût pour le client.**

21.2 Veuillez estimer les volumes d'énergie qui seront offerts au TRI en 2018 et 2019, selon le Distributeur, ainsi que l'impact sur les besoins en puissance, avant demande de restriction. Veuillez estimer la part provenant de la remise en production d'activités industrielles et celle provenant de la conversion de procédés industriels.

Réponse :

1 En vue de l'élaboration de la proposition d'un tarif de relance industrielle, le  
2 Distributeur a vérifié, auprès de sa clientèle industrielle, l'intérêt de cette  
3 dernière pour un tel tarif. Cet intérêt a été confirmé par l'AQCIE-CIFQ dans son  
4 mémoire : « La proposition du Distributeur de mettre en place un tarif de  
5 relance industrielle est donc bien accueillie et encouragée par les  
6 industriels<sup>12</sup>. »

7 Les vérifications que le Distributeur a effectuées auprès de ses clients  
8 industriels lui permettent de s'attendre à ce que le tarif puisse accroître ses  
9 ventes de l'ordre de 500 GWh. Par contre, ces ventes additionnelles  
10 pourraient être atteintes au-delà de l'année 2019.

11 Les volumes d'énergie pour la relance industrielle dépendront, notamment de  
12 la compétitivité de l'offre tarifaire et commerciale du Distributeur par rapport  
13 aux tarifs et options en vigueur dans d'autres juridictions. Quant aux volumes  
14 d'énergie pour la conversion à l'électricité de procédés industriels, ils  
15 dépendront essentiellement de la compétitivité de l'offre tarifaire et  
16 commerciale du Distributeur par rapport aux autres sources d'énergie,  
17 combinée à l'impact de la réduction des gaz à effets de serre (GES) et des  
18 coûts associés au SPEDE des clients admissibles. Les clients pourraient  
19 également être enclins à convertir à l'électricité leurs procédés pour des  
20 raisons autres qu'économiques, notamment pour améliorer leur image  
21 environnementale.

22 Enfin, le Distributeur n'effectue pas d'achat en puissance pour un tarif  
23 spécifique, mais vise à couvrir ses besoins en puissance globalement. Par  
24 ailleurs, le Distributeur souligne que, d'une part, le TRI est offert sur une base  
25 non ferme, les clients admissibles devant restreindre leur consommation à la  
26 demande du Distributeur, et que, d'autre part, ces clients ne doivent pas  
27 occasionner d'ajout ou de renforcement du réseau.

21.3 Veuillez préciser si le Distributeur compte s'assurer que, dans les cas de conversion de procédés industriels, les clients conserveront une capacité de recours à la biénergie pour répondre aux périodes de restriction ou une capacité de réduire leur charge d'un montant équivalent. Veuillez commenter.

Réponse :

28 **Non. Voir la réponse à la question 21.1.**

21.4 Le Distributeur affirme au préambule (iii) qu'il « demandera aux clients bénéficiant du TRI de se restreindre à leur puissance historique au tarif L lorsqu'il fait appel à ses

---

<sup>12</sup> C-AQCIE-CIFQ-0016, page 27.

options de gestion de la demande ou pour répondre aux besoins de gestion du réseau. » L'article 6.64, au préambule (iv) stipule qu'Hydro-Québec « peut interdire la consommation d'électricité ». Veuillez préciser si le Distributeur pourrait décider de ne pas demander à certains clients bénéficiant du TRI de restreindre leur consommation pour répondre aux besoins de gestion du réseau. Le cas échéant, veuillez expliquer dans quelle circonstance cela pourrait se produire et commenter.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur demandera aux clients bénéficiant du TRI de restreindre leur**  
2           **consommation dès qu'il aura recours à des moyens de gestion ou qu'il**  
3           **constatera des problèmes de disponibilité du réseau.**

4           **Dans le cas où un client consommerait de l'électricité pendant une période de**  
5           **restriction, comme l'article 6.64 proposé le stipule, toute consommation**  
6           **au-delà de la puissance historique pendant cette période lui serait facturée au**  
7           **prix de 50 ¢/kWh.**

8           **À l'ultime, un client pourrait voir résilier son engagement au TRI s'il ne**  
9           **respecte pas les périodes de restrictions imposées par le Distributeur.**

**22. Référence :** Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0016](#), p.27.

**Préambule :**

*« La proposition du Distributeur de mettre en place un tarif de relance industrielle est donc bien accueillie et encouragée par les industriels.*

*D'ailleurs, dans son budget de 2016, le gouvernement du Québec reconnaissait l'importance de la compétitivité des tarifs d'électricité pour les entreprises exportatrices et lançait un important programme d'encouragement à l'investissement pour les grands clients industriels (Tarif L) en proposant un rabais tarifaire de 20 % pour une durée de quatre ou cinq années selon les modalités de participation.*

*Déjà de nombreux projets ont été approuvés par le Ministère des Finances (MDF) et plusieurs centaines de millions de dollars d'investissements ont été annoncés. D'autres projets sont toujours à l'étude mais, à terme, plusieurs usines bénéficieront de ce rabais puisque toutes les usines d'une même entreprise dont le projet est autorisé pourront bénéficier du rabais tarifaire.*

*Ce programme ne doit pas avoir d'effet sur les tarifs d'électricité selon le MDF. Toutefois, considérant l'importance que prendront ces différents programmes, l'AQCIE et le CIFQ proposent à la Régie que soit mis en place un mécanisme de suivi pour chacun d'entre eux de manière à assurer la transparence de leur traitement réglementaire. »*

**Demande :**

22.1 Veuillez élaborer sur la possibilité, pour le Distributeur, de produire un suivi annuel d'un éventuel tarif de relance industrielle comprenant, entre autres, le nombre de clients par type de demande (remise en production ou conversion de procédés), le volume mensuel offert (en MWh) par type de demande, le prix moyen mensuel de l'électricité, l'impact du tarif sur les besoins en puissance du Distributeur, avant demande de restriction, par type de demande, le nombre de clients appelés et ayant restreint leur puissance à leur puissance historique, lors des périodes de restriction en hiver, par type de demande, le nombre d'heures d'interruption par type de demande, la puissance totale interrompue lors des périodes de restriction en hiver, par type de demande.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur pourrait produire un suivi, dans le cadre de son rapport annuel**  
2 **à la Régie, qui présenterait essentiellement les mêmes informations que celles**  
3 **fournies dans le cadre du suivi de l'option d'électricité additionnelle, soit le**  
4 **volume total mensuel offert (MWh), le prix moyen mensuel de l'électricité et le**  
5 **nombre de clients participants par types de demande.**

6 **Par ailleurs, le Distributeur ne voit pas la nécessité d'indiquer les périodes de**  
7 **restriction ni le nombre d'heures pendant lesquelles tous les clients au TRI**  
8 **seront appelés à restreindre leur consommation au niveau de leur puissance**  
9 **historique puisque celles-ci font déjà l'objet d'un suivi dans le rapport annuel**  
10 **du Distributeur dans le cadre du suivi de l'utilisation des options d'électricité**  
11 **interruptionnelle. Leur inclusion dans ce suivi ne ferait qu'alourdir le processus.**

12 **Voir également la réponse à la question 21.2, de même qu'à la question 22.15**  
13 **de la FCEI à la pièce HQD-15, document 7 (B-0087).**

### **Extension de l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture**

**23. Référence :** Pièce [B-0115](#), p. 74.

**Préambule :**

*« 32.1 Veuillez préciser si tous les clients industriels au tarif L se prévalent du droit de diminuer leur puissance souscrite après un délai de 12 périodes de consommation. Si non, veuillez préciser quel pourcentage des clients industriels se prévalent annuellement de cette possibilité.*

**Réponse :**

*La plupart des clients ne se prévalent pas du droit de diminuer leur puissance souscrite après un délai de 12 périodes de consommation. Comme mentionné au préambule (i), ces clients conservent ce droit pour se prémunir contre un éventuel conflit de travail, d'un bris d'équipement dans leur poste électrique, ou autre événement non prévu. Au cours de la*

période de 2013 à 2016, seulement 33 % des abonnements au tarif L ont connu une diminution de leur puissance souscrite à plus d'une reprise. » [nous soulignons]

**Demande :**

23.1 Veuillez préciser, pour chacune des années de 2013 à 2016, combien de clients industriels se sont prévalus du droit de diminuer leur puissance souscrite.

**Réponse :**

1 **Le tableau R-23.1 présente le nombre de clients au tarif L ayant diminué leur**  
2 **puissance souscrite de 2013 à 2016 et le nombre total de clients au tarif L**  
3 **pour chacune de ces années.**

**TABLEAU R-23.1 :**  
**NOMBRE DE CLIENTS AU TARIF L AYANT DIMINUÉ LEUR PUISSANCE SOUSCRITE**  
**ET NOMBRE TOTAL DE CLIENTS AU TARIF L**

<b>Année</b>	<b>Nombre de clients au tarif L ayant diminué leur puissance souscrite</b>	<b>Nombre total de clients au tarif L (au 31 décembre)</b>
<b>2013</b>	<b>26</b>	<b>260</b>
<b>2014</b>	<b>37</b>	<b>148</b>
<b>2015</b>	<b>42</b>	<b>145</b>
<b>2016</b>	<b>33</b>	<b>155</b>

4 **Pour 2013, le nombre total de clients inclut les clients facturés au tarif LG**  
5 **après le 1<sup>er</sup> avril 2014.**

**Tarif L**

24. Référence : Pièce [B-0115](#), p. 72 et 73.

**Préambule :**

«

(ii) « Le tableau R-49.1 présente la conciliation entre les nombres d'abonnements présentés aux lignes 1 et 3 du tableau présenté en préambule.

**TABLEAU R-49.1 :**  
**DÉTAIL RELATIF AU NOMBRE D'ABONNEMENTS**

Catégories de consommateurs	Répartition des coûts <sup>1</sup>	Rapport annuel <sup>2</sup>
<b>Grands clients</b>		
Tarif L	135	133
Tarif H	-	1
Tarif LD	-	-
Tarif LR	-	22
Tarif LP	-	1
<b>Total</b>	<b>135</b>	<b>157</b>

<sup>1</sup>Dossier R-3933-2015, HQD-12, document 3 (B-0046), tableau 15, colonne 2, ligne 15, données au 31 décembre 2014.

<sup>2</sup>Rapport annuel 2016, HQD-10, document 2, tableau 3, page 5, données au 31 décembre 2016.

31.1 Veuillez décrire le domaine d'application du tarif LR et fournir les références des dispositions applicables au texte des Tarifs d'électricité.

Réponse :

Le tarif LR correspond à l'option de tarification en temps réel (TTR) qui était en vigueur jusqu'à l'introduction, en 2006, de l'OÉA pour la clientèle de grande puissance. Le tarif LR et ses dispositions ne sont plus présents dans les Tarifs depuis 2006.

31.2 Veuillez concilier les réponses du Distributeur présentées au préambule (i) et (ii).

Réponse :

Tel qu'il est mentionné à la réponse à la question 31.1, le tarif LR a été remplacé par l'OÉA en 2006. Puisque l'OÉA est offerte à la clientèle de grande puissance, dont celle au tarif L, il aurait été préférable de présenter les 22 abonnements apparaissant sous la rubrique tarif LR dans celle du tarif L au tableau R-49.1 du préambule (ii).

Ainsi, le nombre total d'abonnements au tarif L est bien de 155, comme présenté au tableau R-20.1A du préambule (i). Par souci de cohérence, le Distributeur dépose une version amendée du tableau R-49.1 du préambule (ii). » [nous soulignons]

**TABLEAU R-31.2 :  
DÉTAIL RELATIF AU NOMBRE D'ABONNEMENTS**

Catégories de consommateurs	Répartition des coûts <sup>1</sup>	Rapport annuel <sup>2</sup>
<b>Grands clients</b>		
Tarif L	135	155
Tarif H	-	1
Tarif LD	-	-
Tarif LR	-	-
Tarif LP	-	1
<b>Total</b>	<b>135</b>	<b>157</b>

<sup>1</sup>Dossier R-3933-2015, HQD-12, document 3 (B-0046), tableau 15, colonne 2, ligne 15, données au 31 décembre 2014.

<sup>2</sup>Rapport annuel 2016, HQD-12, document 1, tableau R-20.1A, page 5, données au 31 décembre 2016.

La Régie comprend de ces réponses qu'il y a 133 abonnements au tarif L dont 22 adhèrent à l'option d'électricité additionnelle. Il y a un abonnement au tarif H et un abonnement au tarif LP, pour un total de 135 abonnements aux tarifs grands clients industriels.

**Demande :**

24.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie présentée au préambule. Sinon, veuillez préciser la réponse fournie par le Distributeur en spécifiant la différence entre un abonnement et une option liée à un tarif.

**Réponse :**

1           **Les clients doivent en tout temps être titulaires d'un abonnement à l'un des**  
 2           **tarifs de base afin d'être alimentés par le Distributeur. Les options tarifaires**  
 3           **offertes par ce dernier, décrites dans les différentes sections des Tarifs,**  
 4           **viennent compléter son offre tarifaire et elles visent des applications**  
 5           **particulières (option d'électricité interruptible) ou des situations ponctuelles**  
 6           **(option d'électricité additionnelle).**

7           **Cette précision étant faite, le Distributeur souhaite rectifier l'affirmation de la**  
 8           **Régie présentée au préambule. Ainsi, au 31 décembre 2016, il y a**  
 9           **155 abonnements au tarif L, dont 22 adhèrent à l'option d'électricité**  
 10           **additionnelle. Il y a un abonnement au tarif H et un abonnement au tarif LP,**  
 11           **pour un total de 157 abonnements aux tarifs visant les grands clients**  
 12           **industriels, comme présenté en réponse à la question 31.2 citée au**  
 13           **préambule.**

14           **En ce qui a trait aux 135 abonnements indiqués dans la répartition du coût de**  
 15           **service de l'année témoin 2016, on aurait plutôt dû y lire 156, soit le nombre**  
 16           **d'abonnements au tarif L au 31 décembre 2014.**

## COÛTS ÉVITÉS

25. Référence : Pièce [B-0115](#), pages 11 et 12.

### Préambule :

*« en ce qui a trait au prix des achats de court terme, celui-ci reflète la valeur de l'énergie que le Distributeur compte acquérir l'hiver prochain. Tant pour l'année 2017 que pour 2018, le nombre d'heures d'achats prévu est très limité et survient principalement durant la pointe en janvier, donc nécessairement à des prix plus élevés.*

...

*De façon générale, dans ses analyses économiques, le Distributeur utilise la méthode d'attribution de la valeur de l'énergie d'hiver sur l'ensemble des 2 904 heures de la période. Compte tenu du contexte énergétique actuel (soit des besoins d'énergie sur les marchés pour un nombre d'heures limité), une façon plus précise serait d'attribuer la valeur de l'énergie d'hiver seulement pour les heures pendant lesquelles le Distributeur réalise des achats de court terme. Le Distributeur procède de cette façon pour la simulation de la neutralité du tarif de développement économique et pour établir le prix de l'option d'électricité additionnelle et du tarif de relance industrielle proposé, lesquels visent des clients spécifiques dans des cas bien précis. Cette approche a également été présentée comme analyse de sensibilité dans le dossier R-4000-2017 » [Nous soulignons]*

### Demandes :

25.1 Dans les analyses économiques du Distributeur, veuillez indiquer quelle valeur de l'énergie d'hiver est attribuée aux seules heures pendant lesquelles il effectue des achats de court terme.

### Réponse :

1            Dans sa réponse citée en référence, le Distributeur a explicité la méthodologie  
2            d'établissement du signal de coût évité en énergie pour la période d'hiver. Il y  
3            est notamment fait mention qu'afin d'atténuer la volatilité du signal de coût  
4            évité, les prix annuels sont ramenés en annuité croissante afin d'obtenir un  
5            indicateur stable et lissé. Ainsi, dans toutes ses analyses économiques,  
6            quelle que soit la quantité d'heure considérée pour l'énergie d'hiver, le  
7            Distributeur utilise le signal du coût évité de 5,2 ¢/kWh, puisque ce dernier  
8            capte *de facto* la tendance des prix de l'électricité sur un horizon de temps,  
9            tout en évitant les fluctuations d'une année à l'autre.

10           Le Distributeur rappelle que l'analyse économique est un outil d'aide à la  
11           décision, qui, à partir de métriques simples et stables, permet d'évaluer les  
12           coûts et les bénéfices d'un projet, par rapport à la situation actuelle sans le  
13           projet, et de comparer différentes options entre elles.

25.2 Veuillez justifier cette valeur compte-tenu du fait que tant pour l'année 2017 que pour 2018, le nombre d'heures d'achats prévu est très limité et survient principalement durant la pointe en janvier, donc nécessairement à des prix plus élevés.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 25.1.**

25.3 Veuillez expliquer en quoi le coût marginal de l'énergie d'hiver devrait différer selon qu'il est déterminé par la méthode d'attribution pendant les heures d'achat seulement ou à partir d'une valeur moyenne sur 2 904 heures qui comprennent les heures d'achat mais aussi les heures où il n'y a pas besoin d'achats.

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 25.1.**

26. **Référence :** Pièce [B-0115](#), pages 14 et 15.

**Préambule :**

En page 15 de la référence, la Régie cite dans sa référence (ii) la réponse suivante du Distributeur dans le dossier R-4000-2017 :

*« Les coûts d'approvisionnement additionnels sont des coûts évités et ont été calculés en appliquant la méthodologie approuvée et utilisée dans les précédents dossiers tarifaires. »*,

Dans sa réponse au présent dossier, le Distributeur indique en page 14 de la référence :

*« les coûts évités présentés dans le dossier R-4000-2017 étaient similaires aux coûts évités de l'usage chauffage des clients au tarif M »*

Or, dans la suite de sa réponse citée en page 15, à la question de savoir pourquoi il n'utilisait pas les coûts évités de l'usage chauffage des clients au tarif M, le Distributeur donnait la raison suivante :

*« Pour les fins des analyses du Programme, le Distributeur a calculé des coûts évités spécifiques à chacun des cas types, pour tenir compte du profil de la consommation additionnelle découlant de la conversion des équipements du mazout à l'électricité. »* [nous soulignons]

**Demande :**

26.1 Veuillez concilier la dernière affirmation du Distributeur avec les deux précédentes.

**Réponse :**

3 **Ces trois affirmations sont cohérentes.**

1 Dans le dossier R-4000-2017, le Distributeur expliquait comment, à partir de la  
2 méthodologie approuvée permettant de calculer les coûts évités par usages et  
3 par catégories de consommateurs<sup>13</sup>, il avait calculé des coûts évités  
4 spécifiques, puisqu'il détenait des hypothèses et des variables plus précises.  
5 Le Distributeur a expliqué pourquoi il a utilisé cette approche dans sa réponse  
6 à la question 4.1 de la pièce citée en référence. Par la suite, dans sa réponse à  
7 la question 5.1 de la même pièce, le Distributeur a indiqué que ces coûts  
8 évités spécifiques calculés pour les cas-types se sont avérés similaires à  
9 ceux de l'usage chauffage des clients au tarif M de l'annexe A.

## PROGRAMMES DE GESTION DE LA PUISSANCE

### GDP Affaires

27. Références :
- (i) Pièce [B-0115](#), p. 13 ;
  - (ii) [Pièce B-0019, p. 5 ;](#)
  - (iii) [http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf#page=10 ;](http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf#page=10)
  - (iv) [Pièce B-0115, p. 48 à 50 ;](#)
  - (v) Pièce [B-0041](#), p. 13.

#### Préambule :

(i) « Afin de se doter de tous les moyens pour équilibrer son bilan de puissance, le Distributeur a développé le programme GDP Affaires. Sachant que le déploiement du plein potentiel d'un programme commercial peut prendre quelques années, le Distributeur a mis en place le programme de GDP en 2015, alors que son bilan énergétique indiquait que les besoins en puissance de long terme se matérialisaient dès 2019. À l'heure actuelle, le Distributeur compte sur ce moyen pour obtenir à terme au moins 300 MW de puissance garantie ferme. Ce moyen est moins coûteux qu'un appel d'offres et présente de plus l'avantage d'être plus flexible qu'un engagement ferme de long terme.

En ce qui a trait à l'appui financier versé aux clients participants au programme GDP Affaires, sa valeur de 70 \$/kW a été fixée de façon à être suffisamment incitative pour que les clients participent au programme, tout en demeurant inférieure à la balise (coût évité de long terme). La quantité de puissance obtenue auprès des clients pour l'hiver 2017-2018 correspond aux attentes et aux besoins du Distributeur, indiquant que le prix payé aux clients est adéquat. Le Distributeur tient à mentionner qu'en deçà du niveau actuel de l'appui financier, le nombre de participants au programme serait nettement moindre.

C'est pour toutes ces raisons qu'aux fins de l'estimation de la valeur économique du programme GDP Affaires, le Distributeur utilise dès la première année d'analyse le coût évité en puissance de long terme de 106 \$/kW-an (\$2015). » [Nous soulignons]

(ii) Le Distributeur explique que jusqu'à l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité de la puissance correspond au coût moyen d'approvisionnement sur les marchés de court terme :

<sup>13</sup> Voir l'annexe A de de la pièce HQD-4, document 4 (B-0019) du présent dossier.

« Pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation) ; »

(iii)

**2.1 Montant de l'Appui financier**

Le montant de l'Appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la Puissance admissible (kW). Le montant unitaire pour la période d'hiver 2017-2018 est fixé à 70 \$. La Puissance admissible est décrite à la section [2.2](#).

**2.1.1 Période d'hiver sans Événement de GDP**

Si Hydro-Québec ne transmet aucun Avis de GDP au cours de la Période d'hiver 2017-2018, un montant d'Appui financier minimal (MAFM) sera versé au Participant. Ce montant correspondra au moindre des deux montants suivants :

$$\text{MAFM} = 15 \% \times \text{puissance maximale enregistrée}^* \times 70 \$$$

ou

$$\text{MAFM} = 20\,000 \$$$

Puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs associés au Projet pour la Période d'hiver 2017-2018.

(iv) « Le Distributeur définit annuellement la contribution du programme GDP Affaires pour l'hiver suivant, notamment en fonction de l'analyse des inscriptions qui se font chaque année. La participation des clients au programme n'est pas renouvelée automatiquement à chaque année afin de laisser de la flexibilité aux participants. Cet estimé sert d'intrant à la planification des approvisionnements en puissance.

[...]

Le Distributeur précise que l'apport du programme de GDP lui permet de retarder ses besoins en puissance de long terme, et qu'il ne pourrait pas inscrire à son bilan de puissance la contribution de ce moyen s'il n'était pas assuré de la participation ferme des clients

[...]

Dans la mesure où le signal de long terme était suffisamment repoussé, le Distributeur pourrait envisager de diminuer l'appui financier versé aux participants. Il s'agit d'un outil flexible de gestion permettant d'optimiser le portefeuille de moyens d'approvisionnements.

[...]

Le Distributeur procède chaque année à un appel d'offres « simplifié » pour les participants, en sollicitant le marché dans son ensemble à soumettre leurs propositions, incluant les agrégateurs. À ce jour, cette approche donne les résultats escomptés.

[...]

Les divers moyens en GDP du Distributeur sont calibrés en fonction de ce qu'il faut offrir pour atteindre le marché visé, tout en respectant les critères de rentabilité établis. Il est important de souligner que plus les kW escomptés en GDP sont faibles dans un marché donné, plus le signal de prix devra être élevé afin que le client adhère à l'offre commerciale.

»

(v) « Lancé en avril 2016, le programme GDP Affaires s'est avéré un vif succès auprès des clients de ce segment. La participation des agrégateurs au programme a permis d'inscrire de plus petits bâtiments parmi les projets. L'objectif global de 70 MW à l'hiver 2016-2017 a été largement dépassé, avec des résultats de l'ordre de 183 MW. Le Distributeur prévoit dépasser son objectif de 150 MW pour l'hiver 2017-2018 avec un résultat anticipé de 230 MW. Le Distributeur anticipe une participation accrue des agrégateurs à l'hiver 2017-

2018. *Compte tenu des résultats obtenus à ce jour par ce programme, son impact en puissance pour l'hiver 2018-2019 est estimé à 300 MW.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

27.1 Veuillez déposer un portrait de toutes les mesures ou programmes de gestion de la puissance inclus au présent dossier tarifaire par le Distributeur. Pour ce faire, veuillez présenter un tableau indiquant, pour chacune des mesures ou programmes pris séparément, le nombre de MW effacés, le coût total incluant les investissements, les charges d'exploitation, les coûts de promotion, de suivi et d'évaluation ainsi que les compensations financières versées. Veuillez alors présenter le coût unitaire total du kW effacé et préciser l'horizon de court (1 à 2 ans), moyen (5 ans) ou long terme (au-delà de 10 ans) de la mesure.

**Réponse :**

1        **Le seul programme de gestion de la demande en puissance présentement en**  
2        **exploitation est le programme *GDP Affaires*. Les charges interruptibles**  
3        **résidentielles de chauffage sont soit à l'étape de projet de démonstration**  
4        **(chauffage à plinthes), à l'état de projet pilote complété (biénergie interruptible**  
5        **et mesures comportementales avec chauffage d'appoint non électrique), ou**  
6        **encore, de projet pilote en développement (chauffage central interruptible).**  
7        **Quant au programme de chauffe-eau interruptibles, les discussions se**  
8        **poursuivent avec les parties prenantes.**

9        **Concernant le programme *GDP Affaires*, l'impact en puissance est évalué à**  
10       **l'aide des données de mesurage aux fins du versement de la compensation**  
11       **financière. Les budgets et impacts énergétiques de ce programme sont**  
12       **présentés en réponse aux questions 19.2 à 19.4 de la demande de**  
13       **renseignements n° 4 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.4 (B-0115). Le**  
14       **budget de commercialisation imputé aux charges pour ce programme est de**  
15       **l'ordre de 150 k\$ en 2017 et 100 k\$ en 2018. Le budget prévu aux**  
16       **investissements est de l'ordre de 530 k\$ en 2017 et 590 k\$ en 2018,**  
17       **principalement en ressources dédiées au support des clients et au traitement**  
18       **des données de mesurage aux fins du calcul de la compensation financière**  
19       **versée aux clients. Le Distributeur rappelle que ce programme nécessite peu**  
20       **d'investissements de sa part ou de la part des clients, lesquels doivent déjà**  
21       **disposer d'un système de gestion de l'énergie pour participer au programme.**

22       **Le Distributeur soumet respectueusement que le coût unitaire demandé**  
23       **n'apporte aucune information utile.**

27.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur établit la contribution du programme GDP en fonction des inscriptions qui se font chaque année, plutôt qu'en fonction de ses besoins de puissance.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur se doit de confirmer l'adhésion des participants avant de**  
2            **porter la contribution à son bilan. En effet, leur intérêt est tributaire de**  
3            **plusieurs facteurs, notamment les modalités rattachées au programme ou**  
4            **encore certaines contraintes d'exploitation.**

5            **Le programme *GDP Affaires* a été mis en place en 2015. Le fait qu'il soit**  
6            **encore récent justifie, d'une part, le maintien de l'appui financier au même**  
7            **niveau et, d'autre part, oblige le Distributeur à être prudent sur le potentiel de**  
8            **ce marché. Le Distributeur rappelle que, comme expliqué en réponse aux**  
9            **questions 4.1 et 20.2 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie à la**  
10           **pièce HQD-15, document 1.4 (B-0115), ce programme fournit un service**  
11           **équivalent à un appel d'offres de long terme, tout en étant moins coûteux et**  
12           **plus flexible. Ainsi, afin d'éviter de devoir devancer ses besoins en puissance**  
13           **de long terme, le Distributeur doit veiller à solidifier et augmenter la**  
14           **participation de la clientèle.**

27.3 Veuillez indiquer, pour les hivers 2016 et 2017, le pourcentage de non utilisation de la puissance mise à la disposition du Distributeur par les participants au programme et pour laquelle le Distributeur ne paye que le montant d'appui financier minimal (MAFM). Veuillez ensuite établir le coût rétrospectif effectivement payé par le Distributeur pour le kW de puissance garantie en considérant le recours au MAFM.

**Réponse :**

15           **Comme stipulé dans le guide du participant à la référence (iii), le montant**  
16           **d'appui financier minimal (MAFM) est versé seulement si le Distributeur ne**  
17           **transmet aucun Avis de GDP.**

18           **Lors du projet pilote de l'hiver 2015-2016 et durant la première année du**  
19           **programme à l'hiver 2016-2017, le Distributeur a procédé à des avis de GDP à**  
20           **l'ensemble des participants et l'appui financier versé fut donc calculé selon la**  
21           **formule à l'article 2.1 de la référence (iii). Aucun MAFM n'a donc été versé.**

27.4 Veuillez indiquer, pour l'hiver 2018, le pourcentage prévu de non utilisation de la puissance mise à la disposition du Distributeur par les participants au programme, en fonction des conditions climatiques normales. Veuillez alors donner le coût prévu du kW de puissance garantie en 2018 en considérant le recours au MAFM.

**Réponse :**

22           **Le Distributeur prévoit utiliser en 2018 le programme *GDP Affaires*. Ce**  
23           **programme fait partie du portefeuille de moyens du Distributeur lui permettant**  
24           **de répondre à ses besoins de pointes hivernales. Il ne prévoit donc pas verser**  
25           **de MAFM.**

27.5 Veuillez indiquer l'impact qu'aurait une baisse de la compensation financière versée par le Distributeur sur les résultats du programme GDP Affaires.

**Réponse :**

1            **Une baisse de la compensation financière du programme *GDP Affaires***  
2            **entraînerait une érosion importante des clients participant déjà au**  
3            **programme, de même qu'elle freinerait l'adhésion de nouveaux participants.**  
4            **La contribution de ce programme au bilan en puissance du Distributeur s'en**  
5            **trouverait diminuée, ce qui accélérera l'apparition de besoins en puissance de**  
6            **long terme, à un prix plus coûteux.**

7            **Le Distributeur rappelle que le niveau d'aide financière avait été déterminé**  
8            **dans le cadre du projet pilote réalisé avec la participation de 43 clients.**

9            **Comme mentionné en réponse à la question 20.2 de la demande de**  
10           **renseignements n° 4 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.4 (B-0115), si**  
11           **le Distributeur jugeait que le signal de long terme venait à être suffisamment**  
12           **repoussé, une diminution de l'appui financier pourrait à ce moment être**  
13           **envisagée.**

**28. Référence :** Pièce [B-0115](#), p. 45 et 47.

**Préambule :**

Réponse à la question 19.4, préambule (i) et introduction à la question 19.1.

**Demandes :**

À l'examen du tableau R-43.4 ci-dessous, la Régie constate une augmentation de la participation au programme GDP Affaire entre les hivers 2017-2018 et 2018-2019 équivalente à un effacement additionnel de  $310-238=72$  MW à un coût additionnel de seulement  $18-16=2$  M\$, ce qui donne 27,78 \$/kW-hiver pour ces 72 MW additionnels.

TABLEAU R-43.4 :  
IMPACTS ÉNERGÉTIQUES (MW) ET BUDGETS TOTAUX (M\$)  
DU PROGRAMME *GDP AFFAIRES*

	Impacts énergétiques (MW)	
	2017-2018	2018-2019
GDP Affaires - Clients «réguliers»	210	270
GDP Affaires - Clients Conversion	20	30
Bâtiments HQ	8	10
<b>TOTAL</b>	<b>238</b>	<b>310</b>

	Budgets (M\$)	
	2017A	2018
Efficacité énergétique <sup>(1)</sup>	1	1
Approvisionnements <sup>(2)</sup>	15	17
<b>TOTAL</b>	<b>16</b>	<b>18</b>

NOTES (1) Budgets requis pour la commercialisation et l'exploitation du programme  
(2) Compensation financière aux participants du programme

28.1 Veuillez indiquer par quels moyens le Distributeur va chercher cette contribution additionnelle à ce niveau de coût.

Réponse :

1 Les coûts du programme *GDP Affaires* sont fournis sur la base d'une année  
2 civique alors que les impacts énergétiques le sont par hiver. Ainsi, pour  
3 l'année 2018, le Distributeur prévoit être en mesure d'aller chercher 238 MW  
4 de GDP pour les mois de janvier, février et mars et 310 MW pour le mois de  
5 décembre. Les coûts correspondent donc à ces puissances et la  
6 compensation financière attribuée aux participants du programme demeure  
7 inchangée (70 \$/kW).

8 Voir également la réponse à la question 19.4 de la pièce citée en référence.

28.2 Veuillez élaborer sur la possibilité que ces moyens soient développés en priorité  
comme approvisionnements en puissance.

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 27.2.

## BIÉNERGIE

29. Référence : (i) Pièce [B-0115](#), p. 51 et 52;  
(ii) Séance d'[information sur la bi-énergie](#) du 27 mai 2011, diapo 4;  
(iii) Pièce [B-000](#), p.12.

**Préambule :**

(i) Réponses du Distributeur aux questions 21.1 à 21.4 de la Régie, notamment l'explication suivante :

*« Les données de consommation mesurées lors des interruptions télécommandées sont utilisées pour évaluer la différence entre la puissance durant l'interruption et le profil de référence. La température utilisée pour la référence est la température moyenne durant chaque période d'interruption. »*  
[nous soulignons]

(ii) Le Distributeur indique qu'au 31 décembre 2010, avant la recalibration du tarif DT en fonction des normales climatiques, les 127 034 clients au tarif DT contribuent à réduire les besoins de puissance de 860 MW, soit 6,8 kW.

(iii) « *Le projet de biénergie interruptible a permis de démontrer la faisabilité technique de télécommander des systèmes de chauffage biénergie. L'effacement moyen évalué chez les participants se situait entre 5,4 kW et 6,7 kW selon le type de système. Comme anticipé, l'effacement observé dans le cadre du projet est similaire à celui estimé pour le tarif DT.* »

**Demandes :**

29.1 Veuillez confirmer que la valeur unitaire d'effacement considérée par le Distributeur pour la clientèle résidentielle au tarif DT est de 6,7 kW en planification de la demande comme pour analyser la rentabilité de la bi-énergie .

**Réponse :**

1            **Le Distributeur ne retient pas le 6,7 kW aux fins de la planification de la**  
2            **demande. En fait, le modèle de prévision des besoins en puissance se calibre**  
3            **sur les pointes historiques réelles observées. Pour les pointes d'hiver, elles**  
4            **incluent implicitement l'effacement de la biénergie résidentielle puisque la**  
5            **température observée à la pointe est inférieure à -12°C. Ainsi, le modèle**  
6            **génère une prévision qui inclut déjà l'effacement de la biénergie résidentielle.**

7            **Aux fins d'évaluation de l'effacement de la biénergie résidentielle du parc**  
8            **moyen, tel qu'il est présenté dans les plans d'approvisionnement et leurs**  
9            **états d'avancement, le Distributeur procède selon la méthodologie décrite au**  
10           **dossier R-3864-2013<sup>14</sup>. L'effacement moyen d'un client du parc biénergie est**  
11           **estimé à 5 kW. Voir également la réponse à la question 3.16 de l'UC à la pièce**  
12           **HQD-15, document 13 (B-0095).**

---

<sup>14</sup> Voir la réponse à la question 8.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, à la pièce HQD-3, document 1 (B-0021) et la réponse à la question 19.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce HQD-3, document 1.1 (B-0026).

29.2 Veuillez clarifier si cette valeur correspond à l'effacement de puissance de cette clientèle à la température correspondant à la pointe critique (en conditions climatiques normales) lorsqu'elle fonctionne en mode combustible plutôt que TAÉ.

**Réponse :**

1            **L'effacement moyen de la biénergie résidentielle est coïncident à la pointe du**  
2            **réseau sous des conditions climatiques normales, soit lorsque les**  
3            **températures observées sont les plus froides de l'hiver.**

29.3 Veuillez confirmer que la « *température moyenne durant chaque période d'interruption* » a été utilisée pour évaluer la baisse de consommation d'énergie électrique de la clientèle bi-énergie pendant toute la durée des périodes d'interruption et non pas pour évaluer la baisse de consommation pendant les heures de pointe critique qui permet d'obtenir la puissance effacée pendant ces mêmes heures de pointe.

**Réponse :**

4            **L'effacement de chaque client a été évalué pour chaque événement, et ce, en**  
5            **fonction de la température moyenne durant l'événement. Les événements de**  
6            **GDP ont été évalués indépendamment les uns des autres.**

29.4 Veuillez fournir le nombre de MW effacés par la clientèle au tarif DT en 2018 ainsi que le coût total de cette option tarifaire pour le Distributeur, incluant le rabais associé au tarif DT.

**Réponse :**

7            **Le Distributeur évalue à 560 MW l'effacement de la biénergie résidentielle à**  
8            **l'hiver 2017-2018.**

9            **Le Distributeur rappelle qu'il n'y a pas de rabais associé au tarif DT. La**  
10           **facturation des clients au tarif DT génère plutôt un manque à gagner pour le**  
11           **Distributeur par rapport au tarif D. Or, ce manque à gagner, qui s'élève à**  
12           **63,7 M\$ selon les tarifs en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017, est inférieur aux coûts**  
13           **associés à la disparition du parc biénergie. En effet, si une telle situation**  
14           **survenait, le Distributeur aurait à procéder à un appel d'offres en puissance, à**  
15           **un coût estimé de 110 \$/kW (le coût évité de long terme en puissance, soit**  
16           **61,6 M\$ pour remplacer les 560 MW), en plus de devoir procéder à des**  
17           **investissements additionnels en transport et distribution pour assurer une**  
18           **alimentation en tout temps de ces clients dorénavant chauffés à l'électricité.**

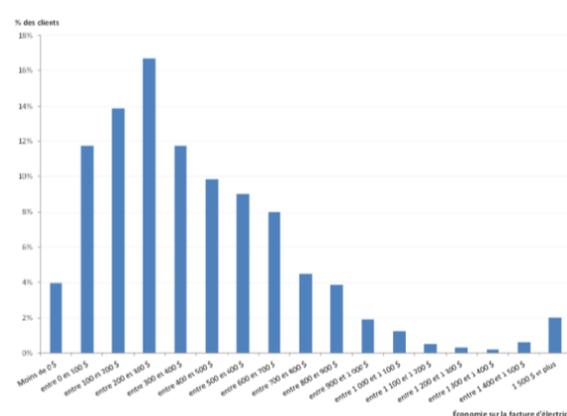
30. Référence : Pièce [C-UC-0009](#), pages 13 et 14.

**Préambule :**

« Bien que les économies reliées au tarif DT varient selon la rigueur ou clémence des hivers considérés, la distribution de l'économie sur la facture d'électricité pour l'année 2016 des clients ayant quitté le tarif DT entre le 1er avril et le 30 septembre 2017 (Figure 2) nous apprend d'abord que près de 1 sur 2 parmi eux ont probablement eu raison de quitter le tarif DT puisqu'ils n'avaient même pas réalisé en 2016 l'économie nécessaire pour couvrir les frais d'entretien annuel de quelque 300 \$ du système biénergie. Ce sont donc vraisemblablement des départs appropriés. Plus intéressant cependant, dans le contexte de la stratégie proposée d'augmenter le gain des clients pour contrer l'érosion du parc biénergie, la Figure 2 nous indique que près de 15 % de ceux qui ont quitté le tarif DT ont renoncé à un gain par rapport au tarif D supérieur à 700 \$. On peut alors se questionner sur la capacité d'un gain additionnel de quelques dizaines de dollars de retenir les clients. » [ nous soulignons ]

L'intervenant UC cite la figure suivante du Distributeur (Pièce [B-0095](#), page 12) pour appuyer sa preuve à l'effet que la moitié des participants à la biénergie et au tarif DT n'arrivent pas à avoir assez d'économies pour payer les frais d'entretien de la bi-énergie.

**Distribution de l'économie sur la facture d'électricité pour l'année 2016 des clients ayant quitté le tarif DT entre le 1<sup>er</sup> avril et le 30 septembre 2017<sup>40</sup>**



**Demande :**

30.1 Veuillez commenter la preuve de UC citée en préambule, notamment en ce qui a trait aux frais d'entretien de la bi-énergie dans le calcul des économies.

**Réponse :**

- 1 **Le constat de l'intervenant néglige de considérer que le client qui délaisse la**
- 2 **biénergie devra néanmoins faire l'entretien de son système électrique. Ainsi,**
- 3 **l'économie au tarif DT devrait être suffisante pour couvrir le différentiel des**
- 4 **frais d'entretien annuel du système biénergie par rapport au système**
- 5 **électrique. Comme ce différentiel de frais d'entretien s'élève à 117 \$ en 2016,**

1 c'est plutôt 17,6 % des clients, plutôt que 1 sur 2, qui auraient, selon la  
2 logique de l'intervenant, eu raison de quitter le tarif DT.

## INVESTISSEMENTS

31. **Référence :** Pièce [B-0115](#), p.30.

### Préambule :

11.2 Compte-tenu de l'approbation provisoire de l'article 13.1.1 des Conditions de service et de l'article 12.4 j) des Tarifs, veuillez expliquer l'augmentation observée des coûts relatifs au processus de préparation avant installation des derniers compteurs à installer.

Réponse :

*« Le montant de 85 \$ facturé au client à titre de frais liés à l'inaccessibilité du compteur, selon les articles 13.1.1 des Conditions de service en vigueur et 12.4 j) des Tarifs d'électricité, est constaté à titre de Revenus autres que ventes d'électricité plutôt qu'en réduction des coûts relatifs au processus d'accessibilité des compteurs.*

*Selon le Distributeur, ces frais constituent une mesure incitative afin que le client respecte les Conditions de service en vigueur. Ils ne représentent donc pas la récupération des coûts du Distributeur. »*

### Demande :

Dans sa question 11.2, la Régie ne considérait pas le montant de 85 \$ comme un crédit à appliquer aux coûts d'installation des derniers compteurs à installer. Dans sa décision D-2016-118, la Régie invoquait l'aspect incitatif de ce montant pour que les derniers clients remédient à la situation de leur compteur. Compte tenu de cet outil à la disposition du Distributeur, la Régie s'étonne donc que les coûts unitaires de préparation et d'accès aux compteurs aient augmenté plutôt que diminué.

31.1 Veuillez répondre à la question 11.2 de la Régie compte tenu de cette précision et expliquer ce qui cause l'augmentation de ces coûts plutôt que leur diminution.

### Réponse :

3 **À ce jour, seulement 4 % des clients identifiés comme cas difficiles d'accès et**  
4 **dont le compteur a été remplacé en 2017 ont reçu une facturation de 85 \$ de**  
5 **frais liés à l'inaccessibilité. Ainsi, le Distributeur constate l'effet positif de cet**  
6 **incitatif sur le respect par la clientèle des conditions de service en vigueur.**

7 **Il n'en demeure pas moins que le remplacement de l'ensemble des 119 000**  
8 **compteurs difficiles d'accès nécessite une préparation préalable de la part du**  
9 **Distributeur. En effet, chacun des cas doit être examiné par le Distributeur et**

- 1 faire l'objet d'une stratégie de préparation adaptée, comme indiqué en  
2 réponse à la question 11.1 de la pièce mentionnée en référence.

**32. Référence :** Pièce [B-0115](#), p. 54.

**Préambule :**

*« En parallèle, le Distributeur poursuit le déploiement des compteurs communicants (compteurs de nouvelle génération) auprès de la clientèle affaires. L'installation d'un tel compteur est requise pour l'établissement du portrait de consommation. »*

**Demande :**

32.1 Veuillez indiquer le nombre et le pourcentage de clients Affaires qui ne sont pas encore équipés de compteurs de nouvelle génération.

**Réponse :**

- 3 **12 100 compteurs communicants pour la clientèle Affaires doivent être**  
4 **installés, soit 9 % du parc de compteurs de cette clientèle.**

## INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

**33. Référence :** (i) Pièce [B-0080](#), p. 112;  
(ii) Dossier R-3980-2016, Pièce [B-0072](#), pages 89 et 90.

**Préambule :**

(i) *« Tel qu'indiqué par le Distributeur en réponse à la question 39.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie, à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072)9 du dossier R-3980-2016, la Sensibilisation Mieux Consommer et la Sensibilisation intégrée réfèrent à des stratégies promotionnelles destinées uniquement aux clients afin de les inciter à modifier un comportement ou faire l'acquisition de produits écoénergétiques. »*

(ii) *« Le Distributeur soumet les précisions suivantes :*

- *La Sensibilisation Mieux Consommer et la Sensibilisation intégrée Mieux consommer réfèrent à des stratégies promotionnelles destinées uniquement aux clients afin de les inciter à modifier un comportement ou faire l'acquisition de produits éconergétiques ;*
- *Un programme spécifique Mieux Consommer vise en général un produit ou un ensemble de produits pour lesquels la stratégie consiste à intervenir auprès des*

clients (promotion, sensibilisation ou subventions au besoin), mais également auprès des influenceurs (détaillants, fabricants, constructeurs ou associations, par exemple).

[...]

Pour ce qui est de la croissance des activités de sensibilisation, cette dernière s'explique par le regroupement d'un ensemble d'activités au sein d'une intervention structurée. »

**Demandes :**

33.1 Veuillez présenter et expliquer ce qui distingue le programme *Sensibilisation intégrée Mieux consommer* du programme *Sensibilisation Mieux consommer*.

**Réponse :**

1            **La *Sensibilisation intégrée* est un sous-ensemble de la *Sensibilisation Mieux***  
2            ***consommer*. Les outils personnalisés tels que le *DRMC*, le *Comparez-vous* et**  
3            **le *Portrait de la consommation* sont accessibles aux clients à travers leur**  
4            **Espace client. La *Sensibilisation intégrée* regroupe les campagnes tel que Les**  
5            **bons réflexes, le volet jeunesse, avec entre autres la Valise 00Watt, et le**  
6            **modèle d'affaires présentement à l'essai avec certains détaillants. Les**  
7            ***Initiatives Mieux consommer* regroupent à la fois la *Sensibilisation Mieux***  
8            ***consommer* et les programmes spécifiques *Mieux consommer*.**

33.2 Veuillez expliquer en quoi le regroupement d'un ensemble d'activités au sein d'une intervention structurée explique la croissance des activités de sensibilisation.

**Réponse :**

9            **Le Distributeur précise que le regroupement de plusieurs activités de**  
10           **sensibilisation au sein d'une intervention structurée explique la croissance de**  
11           **l'impact énergétique des activités de sensibilisation. Le regroupement agit**  
12           **comme un levier en multipliant les informations auxquelles le client a accès,**  
13           **et ce, présentées de manière plus accessible et conviviale.**

34. Référence : Pièce [B-0115](#), p. 37-38.

Préambule :

**TABLEAU R-15.2 :**  
**BUDGETS DES INTERVENTIONS EN FENÊTRAGE EFFICACE – 2015-2018 (M\$)**  
**POUR L'AIDE FINANCIÈRE (AF) ET LA COMMERCIALISATION (COMM.)**

Programme	2015R		2016R		2017 A		2018 Budget	
	AF	Comm.	AF	Comm.	AF	Comm.	AF	Comm.
Fenêtres et portes-fenêtres	-	0,62	-	0,66	-	0,60	-	0,25
Fenêtres multilogements	0,22	0,43	0,34	0,39	0,10	-	-	-
MFR - portion fenêtres	0,83	0,01	7,00	0,01	0,50	0,10	0,50	0,10
<b>TOTAL</b>	<b>1,06</b>	<b>1,07</b>	<b>7,34</b>	<b>1,05</b>	<b>0,60</b>	<b>0,70</b>	<b>0,50</b>	<b>0,35</b>

« Le budget pour l'évaluation en cours sur le marché des Fenêtres et portes- fenêtres est de 190 k\$. Ce montant sera imputé dans le poste budgétaire Activités communes. »

Demandes :

34.1 Considérant que le budget hors MFR des interventions du Distributeur visant le fenêtrage efficace est de 700 k\$ en 2017 puis de 250 k\$ en 2018, veuillez justifier la dépense de 190 k\$ dans une évaluation de l'influence de ses interventions dans ce secteur.

Réponse :

1 Les évaluations ont pour objectif de quantifier les impacts énergétiques et  
2 mesurer l'influence du programme sur plus d'une année. Le Distributeur  
3 réalise des activités de sensibilisation relatives aux fenêtres et portes-fenêtres  
4 efficaces depuis de nombreuses années. Le Distributeur est d'avis qu'il doit  
5 mesurer l'influence de ses interventions dans ce marché, de même que  
6 l'impact énergétique du programme. Les résultats de cette évaluation  
7 permettront d'orienter la stratégie du Distributeur pour cette mesure  
8 d'économie d'énergie.

34.2 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur prévoit un budget de communication ou de commercialisation pour le fenêtrage efficace alors qu'il a déjà un programme de *Sensibilisation intégrée* et qu'il existe d'autres programmes gouvernementaux visant ce secteur.

Réponse :

9 Le Distributeur comprend que la Régie est préoccupée par un potentiel  
10 chevauchement des activités de sensibilisation relatives aux fenêtres et  
11 portes-fenêtres efficaces. Les activités de sensibilisation intégrée regroupent  
12 l'ensemble des produits pour lesquels il existe toujours un potentiel  
13 d'économies d'énergie. En parallèle, le Distributeur poursuit certaines

1 initiatives visant des produits spécifiques comme les fenêtres et portes-  
2 fenêtres efficaces.

3 L'offre du Distributeur vise à promouvoir l'achat de fenêtres ou de portes-  
4 fenêtres certifiées EnergyStar® (sans aide financière), de même qu'à guider le  
5 client en lui fournissant des bases de références simples et faciles à garder en  
6 mémoire lors de son processus d'achat. Les campagnes promotionnelles du  
7 Distributeur coïncident avec les périodes d'achat de fenêtres en mettant  
8 l'emphase, par exemple, sur les signes démontrant aux clients que le moment  
9 est venu de changer leurs fenêtres et portes-fenêtres.

10 Les activités de sensibilisation spécifiques aux fenêtres et portes-fenêtres ont  
11 pour objectif d'appuyer, notamment, la promotion du crédit d'impôt RénoVert  
12 du gouvernement provincial.

13 Par ailleurs, les activités du Distributeur visent, entre autres, à réaliser des  
14 économies d'énergie et de puissance, de même qu'à contribuer à la  
15 transformation de ce segment de marché.

35. Référence : Pièce [B-0115](#), p.33-34.

**Préambule :**

« [...] En effet, ce n'est pas parce qu'une nouvelle technologie se développe à l'échelle mondiale qu'elle est instantanément disponible dans tous les pays ou dans toutes les régions du monde. Ainsi, plusieurs barrières, telles que la taille des marchés et les réseaux de distribution, peuvent restreindre ou encore fortement ralentir la diffusion d'un nouveau produit efficace.

13.3 Veuillez indiquer si le Distributeur dispose d'études ou d'analyses comparant le marché de l'éclairage du Québec et les coûts de ces technologies à ceux des marchés voisins. Si oui, veuillez en présenter les conclusions.

Réponse : *Le Distributeur ne dispose pas de ce type d'études ou d'analyses. »*

**Demande :**

35.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut valider l'évaluation de son influence sur son marché sans procéder à un balisage des marchés voisins.

**Réponse :**

16 **Un balisage avec les marchés voisins est une méthode parmi d'autres pour**  
17 **évaluer une possible transformation de marché attribuable au Distributeur. À**  
18 **ce titre, le Distributeur rappelle que les évaluations sont confiées à des firmes**

1           externes, indépendantes et expertes dans leur domaine qui ont comme  
2           responsabilité de déployer toutes les méthodes qu'elles jugent opportunes.  
3           Ces méthodes sont d'ailleurs multiples et variées pour minimiser le niveau  
4           d'incertitude des analyses, comme indiqué en réponse à la question 13.2 de la  
5           demande de renseignements n° 4 de la Régie, à la pièce HQD-15,  
6           document 1.3 (B-0115).

- 36. Références :** (i) Pièce [B-0115](#), p. 34 et 35.  
(ii) Dossier R-3933-2015, Décision [D-2016-033](#), p.186.

**Préambule :**

(i) En réponse aux questions de la Régie sur le programme *Piscines efficaces* et son nouveau volet Thermopompes, le Distributeur écrit :

*« Les budgets annuels sont de 0,6 M\$, pour des impacts en économie d'énergie d'environ 23 GWh pour l'année 2017 (anticipée) et de 0,5 M\$, pour des impacts en économie d'énergie d'environ 43 GWh pour l'année 2018.*

*Le programme Piscines efficaces est un programme de sensibilisation qui vise à promouvoir un ensemble de produits et de comportements éconergétiques auprès des clients ayant une piscine. Cette approche intégrée optimise la valeur budgétaire allouée. Dans le cadre de la campagne 2017, l'information pertinente sur les thermopompes a été ajoutée dans la section visant les piscines efficaces sur le site web Mieux Consommer du Distributeur, de même que dans le matériel promotionnel.*

*Les résultats pour l'année 2017 ne sont pas encore disponibles. Pour l'année 2018, le Distributeur envisage poursuivre la même approche qu'en 2017. »*

(ii) « [701] Dans sa décision D-2015-181 portant sur la demande tarifaire de Gaz Métro, la Régie soulignait :

*« [534] Par ailleurs, la preuve au présent dossier démontre qu'il existe de réelles économies provenant d'une autre source d'énergie que celle du Distributeur, qui ne sont pas prises en compte, notamment dans le cas du projet PE226 *Recommissioning*. La même problématique existe aussi auprès du distributeur d'électricité pour son programme *Offre intégrée Piscines* ».*

*[702] La Régie prend acte de la réponse du Distributeur à propos du programme « Offre intégrée Piscines » à l'effet que « le Distributeur ne peut se créditer que des économies d'énergie électrique ».*

*[703] La Régie note que le Distributeur accorde une importance aux tests économiques et qu'il est ouvert à comptabiliser les économies provenant d'autres sources d'énergie aux fins de ces tests :*

*« [...] les tests économiques sont toujours pertinents pour les programmes commerciaux. Les différences de contexte entre les distributeurs font en sorte*

que les intrants, tels les taux d'actualisation ou la valeur de l'énergie, sont spécifiques à chacun.

Quant à la comptabilisation des résultats, le Distributeur est ouvert à toute proposition qui permet de tenir compte des efforts de chacun tout en évitant le double comptage ».

**Demandes :**

36.1 Veuillez indiquer comment les chiffres de 23 et 43 GWh ont été obtenus. Veuillez expliquer la hausse de 23 GWh en 2017 à 43 GWh en 2018, notamment si les résultats de l'année 2017 ne sont pas disponibles et que l'approche du programme pour 2018 est inchangée par rapport à 2017.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur a fait une erreur dans la réponse citée au préambule (i).**  
2            **L'impact énergétique pour 2017 aurait dû être de 43 GWh. L'étude de suivi**  
3            **réalisée à l'automne 2016 a estimé l'impact énergétique à 43,2 GWh pour cette**  
4            **année-là. Ce résultat a été reconduit pour les années 2017 et 2018, les**  
5            **activités spécifiques de promotion et de sensibilisation du Distributeur étant**  
6            **relativement similaires au cours de ces années.**

36.2 Veuillez présenter les objectifs visés par la promotion sur les thermopompes de piscine.

**Réponse :**

7            **Le Distributeur vise à rejoindre le plus grand nombre de clients possédant**  
8            **une piscine ou en considérant l'achat, et ce, afin de les inciter à choisir des**  
9            **produits efficaces et à adopter des gestes éconergétiques dans la gestion et**  
10           **l'utilisation de leur piscine.**

37. **Référence :** Pièce [B-0115](#), p. 39.

**Préambule :**

*« Le DRMC est un outil personnalisé permettant au client d'obtenir un profil détaillé de sa consommation et de mieux la gérer.*

*Depuis le début de ce programme en 2003, près de 1,4 million de clients, en participant au DRMC, ont été sensibilisés à l'impact de changements d'habitudes ou de l'installation d'équipements éconergétiques sur leur facture d'électricité.*

*Le Distributeur constate que le DRMC a également contribué à la diminution de la demande.  
[...]*

*Le DRMC tient compte de la consommation réelle d'électricité du client en plus de ses réponses au questionnaire. L'infrastructure LAD permettra à Hydro-Québec d'offrir des services de plus en plus personnalisés et raffinés pour sa clientèle. L'ensemble des outils mis à sa disposition évolueront dans ce sens. »*

**Demandes :**

37.1 Veuillez indiquer si l'évolution de l'information recueillie depuis 2003 sur la consommation des clients et le taux d'adoption de certaines mesures comme les LED est utilisée pour établir les bases de référence (le tendanciel) en efficacité énergétique ainsi qu'en prévision de la demande.

**Réponse :**

1                    **L'information recueillie avec le DRMC depuis 2003 ne permet pas d'établir des**  
2                    **bases de référence (ou le tendanciel).**

**38. Référence :** Pièce [B-0115](#), p. 54.

**Préambule :**

*« Le projet de biénergie au gaz naturel avec thermopompe est un projet de démonstration technologique et commerciale et ne fait l'objet d'aucune étude d'opportunité d'affaires. »*

**Demande :**

38.1 Veuillez indiquer le budget consacré par le Distributeur à ce projet de démonstration technologique et commerciale.

**Réponse :**

3                    **Le budget total du projet se chiffre à 516 900 \$, dont la moitié représente la**  
4                    **contribution totale du Distributeur.**

**39. Références :** (i) Pièce [B-0115](#), p. 42 et 43;  
(ii) Pièce [B-0041](#), p.23.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente les différentes méthodes de suivi et de vérification des impacts de ses programmes selon qu'il comprennent de l'aide financière directe ou qu'il s'agit de programmes de promotion et de sensibilisation seulement.

(iii) Tableau A-1 Budgets annuels (M\$)

Programmes et activités du Distributeur	Budget Investissements		Budget Charges		Budget Total	
	2017A	2018	2017A	2018	2017A	2018
<b>Efficacité énergétique</b>						
<b>Marché Résidentiel</b>						
Initiatives Mieux Consommer	5	5	6	6	11	10
Offre Ménages à faible revenu	7	7	0	0	7	8
<b>Sous-total marché Résidentiel</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>18</b>
<b>Marché Affaires - Commercial et institutionnel</b>						
Produits efficaces	4	3	0	0	4	3
OIEEB	19	20	0	0	19	21
Commercial	7	8	0	0	7	8
Institutionnel	5	5	0	0	5	5
Nouvelle construction	7	7	0	0	7	7
Bâtiments HQD	-	-	-	-	-	-
<b>Sous-total marché Commercial et institutionnel</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>23</b>	<b>24</b>
<b>Marché Affaires - Industriel</b>						
OIEESI	14	16	1	1	15	17
Petites et moyennes industries	5	8	0	0	6	9
Grandes industries	9	8	0	1	9	8
<b>Sous-total marché Industriel</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>15</b>	<b>17</b>
<b>Réseaux autonomes</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>9</b>
<b>Innovations technologiques et commerciales</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>Activités communes</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>7</b>
<b>Total - Efficacité énergétique</b>	<b>59</b>	<b>62</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>78</b>	<b>83</b>
<b>Gestion de la demande en puissance</b>						
<b>Marché Résidentiel</b>						
Chauffe-eau à trois éléments	2	2	0	0	2	2
Sensibilisation et biénergie DT	0	0	1	1	1	1
Charges interruptibles résidentielles	4	21	1	3	4	24
<b>Sous-total marché Résidentiel</b>	<b>5</b>	<b>22</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>26</b>
<b>Marché Affaires</b>						
Charges interruptibles - Bâtiments	1	1	0	0	1	1
Commercial et institutionnel	1	1	0	0	1	1
Bâtiment HQ	0	0	-	-	0	0
<b>Sous-total marché Affaires</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Total - Gestion de la demande en puissance</b>	<b>6</b>	<b>23</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>27</b>
<b>TOTAL - INTERVENTIONS DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>65</b>	<b>85</b>	<b>20</b>	<b>25</b>	<b>85</b>	<b>110</b>

**Demandes :**

39.1 Veuillez justifier le montant de 5 M\$ prévu en investissement pour 2018 sur un total de 10 M\$ pour le marché résidentiel hors MFR.

**Réponse :**

- 1           **Les coûts imputés aux investissements pour les *Initiatives Mieux consommer***  
2           **en 2018, en excluant les activités de promotion et de commercialisation,**  
3           **couvrent, entre autres :**
- 4           • l'exploitation de l'ensemble de ces interventions ;
  - 5           • la mise à jour des différents outils personnalisés disponibles sur le
  - 6           Web, comme par exemple le *Comparez-vous*, le *DRMC* et le *Portrait de*
  - 7           *consommation* qui sont disponibles à travers l'Espace client ;
  - 8           • en lien avec l'offre pour les Produits économiseurs d'eau et d'énergie
  - 9           homologués WaterSense® :
  - 10          ○ la prestation de service d'un prestataire externe de la phase 2 ;

- 1                   ○ le développement d'un site Web transactionnel pour les achats en
- 2                   ligne de pommes de douche et d'aérateurs ;
- 3                   ○ le développement du Centre d'appels du prestataire de service en
- 4                   vue d'offrir le soutien à la clientèle ;
- 5                   ○ la gestion et les activités de promotion du programme à travers la
- 6                   province ;
- 7                   ○ l'achat des sabliers et produits promotionnels par le Distributeur
- 8                   pour compléter les troussees des clients ;
- 9                   ○ en soutien aux municipalités et organismes subventionnés par la
- 10                  Société d'habitation du Québec (visant les MFR), le rabais offert
- 11                  par le Distributeur sur l'achat de plus de 50 troussees à la fois.

39.2 Veuillez présenter deux tableaux, l'un pour 2017, l'autre pour 2018, présentant la ventilation suivante du budget de l'ensemble des interventions en efficacité énergétique excluant les programmes de GDP et les MFR mais incluant les activités communes (budget total de 75 M\$ en 2018 dont 21 M\$ en charges) :

- Aides financières directes à l'implantation
- Administration interne des programmes pour suivi interne, études de suivi, planification et analyse de nouvelles mesures ou programmes, R&D interne, projets-pilotes internes
- Coût des contrats donnés à l'externe plus leur administration et leur suivi pour chacun des types de services suivants :
  - *Campagnes* de publicité, de promotion, de commercialisation et de sensibilisation
  - *Études de suivi*
  - *Évaluations* de programmes
  - *Évaluations de l'influence du Distributeur* sur l'évolution du marché

Veuillez présenter distinctement les investissements et les charges, et séparer le marché résidentiel du marché Affaires. Le format du tableau A-1 en référence iii) pourrait convenir en remplaçant le détail des programmes ou mesures par marché par les 7 points demandés ci-dessus pour la ventilation des coûts.

**Réponse :**

- 12                  **Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information demandée compte**
- 13                  **tenu du niveau de détail requis par la Régie. Le traitement de cette information**
- 14                  **représente en effet une charge de travail considérable.**

**INVESTISSEMENTS**

40. **Références :** (i) Pièce [B-0037](#), p. 9 et 13;  
(ii) Pièce [B-0065](#), p. 11.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente les tableaux suivants :

**TABLEAU 5 :**  
**SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$**  
**PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT (M\$)**

CATÉGORIES	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Maintien des actifs	246,4	251,5	270,4	279,1
Amélioration de la qualité	12,9	15,4	23,2	29,1
Croissance de la demande	250,2	254,6	252,7	262,7
Respect des exigences	42,3	35,3	29,7	36,1
<b>TOTAL</b>	<b>551,9</b>	<b>556,8</b>	<b>576,0</b>	<b>607,0</b>

**TABLEAU 9 :**  
**PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017	Année témoin 2018
Investissements à impact main-d'œuvre	-	-	-	-
Autres investissements	12,9	15,4	23,2	29,1
<i>Logiciels d'application bureautique et développement Web</i>	4,6	8,5	4,9	15,2
<i>Logiciels d'application opérationnelle</i>	1,3	0,5	9,9	10,3
<i>Équipements de soutien et autres</i>	7,0	6,4	8,5	3,6
<b>TOTAL</b>	<b>12,9</b>	<b>15,4</b>	<b>23,2</b>	<b>29,1</b>

- (ii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur présente le tableau R-3.1D, le sommaire des investissements inférieurs à 10 M\$, avec et sans les modifications à l'ASC 715. La Régie constate que ce tableau présente les investissements totaux.

**TABLEAU R-3.1D :**  
**SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$**  
**PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT**  
**AVEC ET SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

TYPES D'AUTORISATION	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017			Année témoin 2018		
			Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715	Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715
Maintien des actifs	308,0	255,0	273,9	(6,9)	267,0	282,5	(8,7)	273,8
Amélioration de la qualité	12,9	15,4	23,2		23,2	29,1		29,1
Croissance de la demande	309,9	337,3	355,6	(10,9)	344,7	405,4	(13,9)	391,5
Respect des exigences	51,1	48,3	42,0	(1,4)	40,6	51,6	(2,0)	49,6
<b>TOTAL</b>	<b>681,9</b>	<b>656,0</b>	<b>694,7</b>	<b>(19,2)</b>	<b>675,5</b>	<b>768,6</b>	<b>(24,6)</b>	<b>744,0</b>

**Demande :**

40.1 Veuillez déposer les tableaux 5 et 9 (référence (i)), avec et sans les modifications à l'ASC 715.

**Réponse :**

- 1 Les informations demandées sont présentées aux tableaux R-40.1-A et
- 2 R-40.1-B. Comme illustré au tableau R-40.1-B, les modifications à l'ASC 715
- 3 n'ont pas d'impact sur les investissements en Amélioration de la qualité.

**TABLEAU R-40.1-A :**  
**SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$**  
**PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT (M\$)**

TYPES D'AUTORISATION	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017			Année témoin 2018		
			Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715	Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715
Maintien des actifs	246,4	251,5	270,4	(6,9)	263,5	279,1	(8,7)	270,4
Amélioration de la qualité	12,9	15,4	23,2	-	23,2	29,1	-	29,1
Croissance de la demande	250,2	254,6	252,7	(10,9)	241,8	262,7	(13,9)	248,8
Respect des exigences	42,3	35,3	29,7	(1,4)	28,3	36,1	(2,0)	34,1
<b>TOTAL</b>	<b>551,9</b>	<b>556,8</b>	<b>576,0</b>	<b>(19,2)</b>	<b>556,8</b>	<b>607,0</b>	<b>(24,6)</b>	<b>582,4</b>

**TABLEAU R-40.1-B :**  
**PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ (M\$)**

COMPOSANTE	Année historique 2016	Autorisé 2017 (D-2017-022)	Année de base 2017			Année témoin 2018		
			Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715	Avec ASC 715	Ajustements	Sans ASC 715
Investissements à impact main-d'œuvre	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres investissements	12,9	15,4	23,2	-	23,2	29,1	-	29,1
Logiciels d'application bureautique et développement Web	4,6	8,5	4,9	-	4,9	15,2	-	15,2
Logiciels d'application opérationnelle	1,3	0,5	9,9	-	9,9	10,3	-	10,3
Équipements de soutien et autres	7,0	6,4	8,5	-	8,5	3,6	-	3,6
<b>TOTAL</b>	<b>12,9</b>	<b>15,4</b>	<b>23,2</b>	<b>-</b>	<b>23,2</b>	<b>29,1</b>	<b>-</b>	<b>29,1</b>