

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

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
À HYDRO-QUÉBEC RELATIVE AU RAPPORT ANNUEL 2017 DU DISTRIBUTEUR**

**APPLICATION DU MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT
(MTÉR)**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 3;
 - (ii) Pièce [B-0008](#), p. 6;
 - (iii) Rapport annuel 2017 du Transporteur, pièce [B-0008](#), p.4;
 - (iv) Rapport annuel 2017 du Transporteur, pièce [B-0007](#), p. 7.

Préambule :

L'année 2017 constitue la première année à partir de laquelle le MTÉR autorisé par la décision D-2014-034 prend effet pour le Distributeur et le Transporteur. La Régie se questionne sur le calcul de l'écart de rendement à partager du Distributeur avec sa clientèle et celui du Transporteur avec sa clientèle, dont le Distributeur fait partie:

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, le calcul de l'écart de rendement 2017 à partager au montant de de 36,4 M\$.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1, l'écart entre le bénéfice net réglementé réalisé en 2017 et celui reconnu en 2017, soit un trop-perçu de 36,0 M\$ (18,2 M\$ et 17,8 M\$).

(iii) Le Transporteur présente au tableau 1, le calcul de l'écart de rendement 2017 à partager au montant de 55,1 M\$.

(iv) Le Transporteur présente au tableau 2, l'écart entre du bénéfice net réglementé réalisé en 2017 et celui reconnu en 2017, soit un trop perçu de 45,3 M\$ ou l'écart du coût des capitaux propres avant partage. Par ailleurs, il mentionne à la note 1 que:

« Pour les fins d'établissement du rendement à partager, le coût des capitaux propres autorisés est révisé à 478,8 M\$ selon la base de tarification réelle (19 463,1 M\$ X 30% X 8,20%). Ainsi, l'écart à partager est de 55,1 M\$, tel que présenté au tableau 1 de la pièce HQT-3, Document 3.1, correspondant à l'écart entre le coût des capitaux propres de l'année historique de 533,9 M\$ et le coût des capitaux propres autorisés révisés de 478,8 M\$. »

Bien que l'écart entre le trop-perçu en 2017 (36,0 M\$) et le montant à partager (36,4 M\$) pour le Distributeur est non significatif, la Régie se questionne sur la méthodologie du calcul de l'écart de rendement à partager avec sa clientèle. Par ailleurs, l'écart entre le trop-perçu en 2017 (45,3 M\$) et le montant à partager (55,1 M\$) est plus significatif pour le Transporteur.

Demandes :

- 1.1 Veuillez expliquer pourquoi l'écart entre le bénéfice net réglementé réalisé par le Distributeur en 2017 et celui reconnu en 2017, soit un trop-perçu de 36,0 M\$ (référence (ii)) ne représente pas le montant à partager avec sa clientèle, en

opposition avec le montant à partager de 36,4 M\$ (référence (i))? Veuillez démontrer la justesse de la méthode de calcul de l'écart de rendement à partager.

Réponse :

1 L'écart de rendement réel 2017 de 36,0 M\$ se compose à la fois de l'écart de
2 taux de rendement réel / autorisé et de l'écart de la base de tarification
3 réelle / autorisée.

4 Or, le MTÉR vise à partager les écarts de rendement sur la base de l'écart de
5 taux de rendement des capitaux propres, comme illustré dans le dossier
6 R-3842-2013¹ lors de l'application d'un mécanisme de traitement des écarts de
7 rendement aux années historiques 2007 à 2012.

8 L'écart de rendement à partager de 36,4 M\$ est déterminé en appliquant l'écart
9 de taux de rendement réel / autorisé de 0,97 % à la base de tarification réelle.
10 Ainsi, l'utilisation de la base de tarification réelle permet de neutraliser l'effet
11 volume de façon à remettre la juste part à la clientèle (voir le tableau R-1.1).

TABLEAU R-1.1 :
CALCUL DE L'ÉCART DE RENDEMENT (M\$)

	Rendement autorisé		Réal 2017
	D-2017-022	Pour les fins du MTÉR	
Base de tarification	10 747,7	10 733,6	10 733,6
Taux de rendement autorisé réel	8,2%	8,2%	9,17%
	308,5	308,1	344,5

1.2 Veuillez expliquer pourquoi l'écart entre le bénéfice net réglementé réalisé par le Transporteur en 2017 et celui reconnu en 2017, soit un trop-perçu de 45,3 M\$ (référence (iv)) ne représente pas le montant à partager avec sa clientèle, en opposition avec le montant à partager de 55,1 M\$ (référence (iii)). Veuillez démontrer la justesse de la méthode de calcul de l'écart de rendement à partager.

Réponse :

12 **Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre pour le Transporteur.**

¹ Dossier R-3842-2013, pièce HQTD-3, document 1 (B-0020), tableau R-17.2B.

2. Référence : Rapport annuel 2017 du Transporteur, pièce [B-0008](#), p. 4.

Préambule :

Le Transporteur présente un écart de rendement de 55 086 k\$ en 2017. L'écart de rendement à partager avec sa clientèle est de 27 543 M\$.

Le Distributeur fait partie de sa clientèle, à une hauteur d'environ 88 %.

Demande :

2.1 Veuillez indiquer le traitement réglementaire dans le dossier du Distributeur relatif au partage de l'écart de rendement du Transporteur avec le Distributeur. Veuillez quantifier.

Réponse :

1 **Tout comme pour les autres comptes d'écarts du Transporteur, le compte**
2 **d'écarts – Rendement à remettre à la clientèle sera intégré à la charge locale**
3 **dans l'année où le Transporteur en disposera. Le Distributeur n'est pas en**
4 **mesure de quantifier l'impact spécifique de ce compte d'écarts sur sa charge**
5 **locale.**

**COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES ET
DES REVENUS REQUIS RECONNUS POUR L'ANNÉE 2017**

3. Références : (i) Pièce [B-0008](#), p. 11;
(ii) Pièce [B-0059](#), p. 5, tableau 3;
(iii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0203](#), p. 14, tableau 9A;
(iv) Pièce [B-0016](#), p. 8, tableau 4;
(v) Pièce [B-0008](#), p. 10, tableau 3.

Préambule :

(i) « *Tarifs D, DM et DP : Les ventes réalisées normalisées sont supérieures de 679 GWh aux ventes reconnues. Cet écart s'explique en partie par une économie plus favorable qu'anticipée. L'écart favorable lié aux revenus nets des achats s'explique en majeure partie par les ventes réelles supérieures et, dans une moindre mesure, par la variation du profil mensuel des revenus.* »

(ii) Tableau 3 : Historique du nombre d'abonnements au Québec par tarifs, 2013 à 2017;

	2013	2014	2015	2016	2017
D (1)	3 498 074	3 539 116	3 579 293	3 616 274	3 649 154
DM	197 470	197 417	195 519	194 723	193 284
DP					4 664
DT	125 468	121 249	116 144	113 995	111 198
G (2)	291 830	287 135	287 539	282 373	283 316
G9 (3)	3 243	3 630	3 798	3 952	4 120
M (4)	21 446	26 836	27 891	28 415	28 915
LG		104	101	106	109
H	1	1	1	1	1
L (5)	259	156	153	157	160
Contrats spéciaux	8	8	8	11	9
Éclairage (6)	4 191	4 198	4 274	4 534	4 566
Total	4 141 990	4 179 850	4 214 721	4 244 541	4 279 496

(iii) Dans le tableau 9A : Achats d'électricité pour l'année témoin 2017, produit en suivi de la décision D-2017-022, le Distributeur indique qu'il prévoit, pour le tarif DP, des achats en énergie de 1 211 GWh (ligne 3, colonne 9). Il prévoit également des ventes de 61 017 GWh aux tarifs D et DM (ligne 2, colonne 9).

(iv) Dans le tableau 4 : Écarts du compte de *pass-on* 2017 par catégories de consommateurs, le Distributeur indique que les ventes prévues pour 2017 étaient de 1 211 GWh pour le tarif DP (colonne 14), et de 61 017 GWh pour les tarifs D et DM.

(v) Dans le tableau 3 : Ventes d'électricité 2017 (GWh), le Distributeur indique que les ventes prévues pour l'année témoin 2017, tel qu'approuvées par la Régie dans sa décision 2017-022, sont de 828 GWh au tarif DP et de 61 401 GWh aux tarifs D et DM².

Demandes :

3.1 La Régie ne constate aucune hausse significative du nombre d'abonnements aux tarifs du secteur Résidentiel et agricole par rapport aux années antérieures (référence (ii)). Veuillez élaborer sur les facteurs économiques qui expliquent l'écart prévisionnel des ventes normalisées aux tarifs D, DM et DP (référence (i)).

Réponse :

1 **Effectivement, l'écart prévisionnel aux tarifs D, DM et DP ne s'explique pas par**
 2 **un nombre d'abonnements plus élevé que prévu. L'écart de prévision découle**
 3 **plutôt d'une baisse moins importante qu'anticipée de la consommation**
 4 **unitaire résidentielle. Celle-ci s'explique entre autres par une croissance de la**
 5 **rémunération des salariés plus importante qu'anticipée et une baisse d'un**
 6 **point de pourcentage du taux d'inoccupation des logements, soit la baisse la**
 7 **plus importante des dix dernières années.**

3.2 Veuillez concilier les montants de ventes prévues aux tarifs D & DM ainsi qu'au tarif DP, pour l'année témoin 2017, des références (iii) et (iv) de celles de la référence (v). Advenant une erreur du Distributeur, veuillez présenter les tableaux concernés

² Pour le réseau intégré uniquement.

corrigés des bonnes quantités. Veuillez également commenter l'impact que ces ajustements ont sur les revenus des ventes nettes du Distributeur pour 2017.

Réponse :

1 **Les tableaux aux références (iii) et (iv) s'appuient sur des volumes de ventes**
2 **au tarif DP sur les 12 mois de l'année 2017 (janvier à décembre), soit l'année**
3 **témoin du dossier R-3980-2016. Toutefois, puisque le tarif n'est en réalité**
4 **entré en vigueur que depuis le 1^{er} avril 2017, le Distributeur présente à la**
5 **référence (v) les ventes reconnues uniquement pour les mois d'avril à**
6 **décembre 2017. Les volumes prévisionnels associés aux mois de janvier à**
7 **mars sont donc reclassés aux tarifs D et DM, auxquels étaient assujettis les**
8 **clients avant leur passage au tarif DP.**

9 **Le Distributeur tient à souligner qu'il n'y a aucun impact sur les revenus des**
10 **ventes nettes puisque le reclassement présenté à la référence (v) a été fait**
11 **dans un souci de présentation des écarts de prévision des ventes.**

4. Référence : Pièce [B-0008](#), p. 7 à 9.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 2, les composantes détaillées des revenus requis 2017.

Demande :

4.1 Veuillez expliquer de façon détaillée l'écart entre le réel 2017 et le montant reconnu en 2017, pour les rubriques suivantes :

- Temps supplémentaires, en hausse de 23,5 M\$ (70 %);
- Primes et revenus divers, en hausse de 3,2 M\$ (12 %);
- Comptes à recevoir, intérêts et autres, en hausse de 6,1 M\$ (136 %);
- Stock, achats, locations et autres, en hausse de 4,0 M\$ (3,5 %);
- Hydro-Québec –Équipement, en hausse de 5,9 M\$ (120 %).

Réponse :

12 **Les écarts identifiés liés aux charges d'exploitation s'expliquent ainsi :**

- 13 • **Temps supplémentaire : l'écart de 23,5 M\$ s'explique principalement**
14 **comme suit :**
- 15 ○ **14,5 M\$ attribuable principalement à la hausse des pannes**
16 **régulières, l'augmentation des heures allouées pour répondre**
17 **aux demandes des clients ainsi qu'à l'augmentation des travaux**
18 **de maintien sur les centrales vieillissantes en réseaux**
19 **autonomes ;**

- 1 ○ 6,0 M\$ attribuable aux pannes majeures survenues au cours de
2 l'année 2017 comme présenté au tableau 2 de la pièce HQD-4,
3 document 3.6 (B-0021) ;
- 4 ○ 3,0 M\$ en lien avec les missions d'assistance de dépannage
5 effectuées à l'extérieur du Québec qui ne sont pas planifiées
6 étant donné leur nature imprévisible. Le Distributeur souligne
7 que les revenus correspondants de ces missions sont inclus à
8 la rubrique Récupération de coût et, conséquemment, sont sans
9 impact sur les revenus requis.
- 10 • Primes et revenus divers : l'écart de 3,2 M\$ s'explique principalement
11 par ce qui suit :
- 12 ○ 1,5 M\$ attribuable à la rémunération incitative à la suite d'un
13 degré d'atteinte des objectifs supérieur à 67 % ;
- 14 ○ 1,4 M\$ attribuable aux autres primes versées en lien avec les
15 pannes majeures comme présenté au tableau 2 de la pièce
16 HQD-4, document 3.6 (B-0021).
- 17 • Comptes à recevoir, intérêts et autres : l'écart de 6,1 M\$ s'explique
18 principalement par des provisions pour litiges pour un montant de
19 4,9 M\$.
- 20 • Stocks, achats, locations et autres : l'écart de 4,0 M\$ s'explique
21 principalement par des dépenses concernant les outils et matériaux
22 ainsi que par des frais de sortie de magasin en lien avec les
23 réclamations aux tiers et autres. Le Distributeur souligne que les
24 revenus correspondants sont inclus à la rubrique Récupération de
25 coûts et conséquemment, sans impact global sur les revenus requis.
- 26 • Hydro-Québec – Équipement : l'écart de 5,9 M\$ est lié aux coûts de
27 réhabilitation des parcs à carburant dans les centrales en réseaux
28 autonomes. Ces coûts de réhabilitation sont planifiés en tant que
29 services professionnels et autres. Toutefois, puisqu'Hydro-Québec
30 Équipement est le maître d'œuvre pour la réalisation de ces travaux en
31 2017, les coûts réels sont inclus à la rubrique Charges de services
32 partagés.

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0008](#), p. 7 à 9;
 - (ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0021](#), p. 9;
 - (iii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0021](#), p. 11.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, les composantes détaillées des revenus requis 2017, dont le coût de retraite et le coût des autres régimes.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 6, les composantes du coût de retraite et des autres régimes.

TABLEAU 6 :
COMPOSANTES DU COÛT DE RETRAITE ET DES AUTRES RÉGIMES
DU DISTRIBUTEUR (M\$)

	2016 Réel	2017			2018 Année témoin
		D-2017-022	ajustée ASC 715 ¹	Année de base	
Coût de retraite					
Charges d'exploitation					
Masse salariale	25,0	21,6	106,5	103,3	115,4
Charges de services partagés	7,8	7,0	41,6	39,6	50,8
Coûts capitalisés	(7,1)	(6,3)	(30,8)	(29,4)	(39,4)
	25,7	22,3	117,3	113,5	126,8
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs					
Frais corporatifs	0,8	0,7	3,6	3,1	3,5
Total - Coût de retraite	26,5	23,0	19,7	(2,1)	8,7
Coût des autres régimes					
Charges d'exploitation					
Masse salariale	30,0	26,5	10,9	10,8	10,8
Charges de services partagés	11,3	10,3	4,2	4,2	4,8
Coûts capitalisés	(8,5)	(7,7)	(3,2)	(3,1)	(3,7)
	32,8	29,1	11,9	11,9	11,9
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs					
Frais corporatifs	1,0	0,9	0,4	0,3	0,3
Total - Coût des autres régimes	33,8	30,0	30,9	32,0	30,8
Total - Coût de retraite et coût des autres régimes	60,3	53,0	50,6	29,9	39,5

¹ D-2017-022 ajustée pour tenir compte des modifications à l'ASC 715

(iii) Le Distributeur présente aux tableaux 8 et 9, l'évolution du coût de retraite sur les revenus requis 2016-2018.

TABLEAU 8 :
COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR (M\$)

Description	Réal 2018						D-2017-022					
	Facteur Y	CER pré-MRI				Réal 2018	Facteur Y	CER pré-MRI				D-2017-022
	Réal 2018 avant la disposition des comptes d'écarts 2014 et 2015 et excluant le compte d'écarts 2018	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2014 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2015 (incluant les intérêts)	Compte d'écarts 2018	Total		D-2017-022 avant la disposition des comptes d'écarts 2016 et 2018	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2015 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2016 (incluant les intérêts)	Compte d'écarts 2016	Total	
Charges d'exploitation												
Masse salariale	25,0	1,4	2,1	23,3	26,8	51,8	21,6	-3,8	-24,2	-26,0	-6,4	
Charges de services partagés	7,8	-0,4	-1,5	6,2	4,3	12,1	7,0	1,9	-6,2	-4,3	2,7	
Coûts capitalisés	-7,1	-2,3	-3,1	-5,3	-10,7	-17,8	-6,3	-3,2	5,3	2,1	-4,2	
	25,7	-1,3	-2,5	24,2	20,4	46,1	22,3	-5,1	-25,1	-30,2	-7,9	
Frais corporatifs	0,8	-0,2	-0,1	0,5	0,2	1,0	0,7		-0,5	-0,5	0,2	
Total - Coût de retraite	26,5	-1,5	-2,6	24,7	20,6	47,1	23,0	-5,1	-25,6	-30,7	-7,7	

TABLEAU 9 :
COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR CONSIDÉRANT LES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)

Description	D-2017-022 - ajustée ASC 715 ¹					Année de base 2017					
	Facteur Y	CER pré-MRI			D-2017-022 - ajustée ASC 715 ¹	Facteur Y	CER pré-MRI			Année de base 2017	
	D-2017-022 - ajustée ASC 715 ¹ avant la disposition des comptes d'écarts 2015 et 2016	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2015 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2016 (incluant les intérêts)	Total		Année de base 2017 avant la disposition des comptes d'écarts 2015 et 2016 et excluant le compte d'écarts 2017	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2015 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2016 (incluant les intérêts)	Compte d'écarts 2017		Total
Charges d'exploitation											
Masse salariale	105,5	-3,8	-24,2	-28,0	78,5	103,3	-3,8	-24,2	3,2	-24,8	78,5
Charges de services partagés	41,6	1,9	-6,2	-4,3	37,3	39,6	1,9	-6,2	2,0	-2,3	37,3
Coûts capitalisés	-30,8	-3,2	5,3	2,1	-26,7	-29,4	-3,2	5,3	-1,4	0,7	-26,7
	117,3	-6,1	-26,1	-30,2	87,1	113,6	-5,1	-26,1	3,8	-28,4	87,1
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	-101,2				-101,2	-118,7			17,5	17,5	-101,2
Frais corporatifs	3,6		-0,5	-0,5	3,1	3,1		-0,5	0,5	0,0	3,1
Total - Coût de retraite	18,7	-6,1	-26,8	-30,7	-11,0	-2,1	-5,1	-26,8	21,8	-8,9	-11,0

Demandes :

5.1 Veuillez déposer les composantes du coût de retraite et du coût des autres régimes, selon le format du tableau présenté à la référence (ii) :

- D-2017-022, redressée des ajustements organisationnels;
- D-2017-022 redressée et ajustée pour tenir compte des modifications à l'ASC 715;
- Année de base 2017;
- Année historique 2017.

Veuillez également expliquer les écarts entre les données réelles 2017 et celles redressées et reconnues en 2017.

Réponse :

1 Le tableau R-5.1 présente les informations demandées.

**TABLEAU R-5.1 :
COMPOSANTES DU COÛT DE RETRAITE ET DES AUTRES RÉGIMES
DU DISTRIBUTEUR (M\$)**

	2017			
	D-2017-022 redressée ajust. org.	D-2017-022 redressée et ajustée ASC 715	Année de base ¹	Réel
Coût de retraite				
Charges d'exploitation				
Masse salariale	21,2	106,1	103,3	103,6
Charges de services partagés	7,0	41,6	39,6	40,5
Coûts capitalisés	(6,3)	(30,8)	(29,4)	(28,5)
	21,9	116,9	113,5	115,6
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	-	(101,2)	(118,7)	(118,7)
Frais corporatifs	0,7	3,6	3,1	3,0
Total - Coût de retraite	22,6	19,3	(2,1)	(0,1)
Coût des autres régimes				
Charges d'exploitation				
Masse salariale	26,5	10,9	10,8	10,6
Charges de services partagés	10,3	4,2	4,2	4,1
Coûts capitalisés	(7,7)	(3,2)	(3,1)	(2,9)
	29,1	11,9	11,9	11,8
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	-	18,6	19,8	21,8
Frais corporatifs	0,9	0,4	0,3	0,3
Total - Coût des autres régimes	30,0	30,9	32,0	33,9
Total - Coût de retraite et coût des autres régimes	52,6	50,2	29,9	33,8

¹Année de base comme présenté au dossier R-4011-2017

1 **L'écart entre les données réelles 2017 et celles redressées et reconnues en**
2 **2017 est principalement attribuable aux autres composantes des avantages**
3 **sociaux futurs relatives au coût de retraite. La baisse s'explique, d'une part,**
4 **par la hausse des taux d'intérêt à long terme prévus sur les marchés**
5 **financiers, en particulier celle des taux d'actualisation, et, d'autre part, par la**
6 **hausse de la composante Rendement prévu de l'actif du régime pour 2017**
7 **étant donné l'augmentation de la valeur de l'actif entre les dates**
8 **d'établissement de ces coûts.**

5.2 Veuillez déposer l'évolution du coût de retraite, selon le format des tableaux présentés à la référence (iii) :

- D-2017-022, redressée des ajustements organisationnels;
- D-2017-022 redressée et ajustée pour tenir compte des modifications à l'ASC 715;
- Année de base 2017;
- Année historique 2017.

Réponse :

9 **Le tableau R-5.2 présente les informations demandées.**

TABLEAU R-5.2 :
COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR (M\$)

Description	D-2017-022 - redressé des ajustements organisationnels					D-2017-022 - redressé et ajustée ASC 715					Année base 2017					Réal 2017									
	D-2017-022 - redressé des ajust. org. avant la disposition des comptes d'écarts 2015 et 2016	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2015 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2016 (incluant les intérêts)	Total	D-2017-022 - redressé ajust. org.	D-2017-022 - redressé et ajustée ASC 715 avant la disposition des comptes d'écarts 2015 et 2016	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2015 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2016 (incluant les intérêts)	Total	D-2017-022 - ajustée ASC 715	Année de base 2017 avant la disposition des comptes d'écarts 2015 et 2016 et excluant le compte d'écart 2017	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2015 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2016 (incluant les intérêts)	Compte d'écarts 2017	Total	Année de base 2017	Réal 2017 avant la disposition des comptes d'écarts 2015 et 2016 et excluant le compte d'écart 2017	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2015 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2016 (incluant les intérêts)	Compte d'écarts 2017	Total	Réal 2017			
Charges d'exploitation																									
Masse salariale	21,2	-3,8	-24,2	-28,0	-6,8	106,1	-3,8	-24,2	-28,0	78,1	103,3	-3,8	-24,2	3,2	-24,8	78,5	103,6	-3,8	-24,2	2,9	-25,1	78,5			
Charges de services partagés	7,0	1,9	-6,2	-4,3	2,7	41,6	1,9	-6,2	-4,3	37,3	39,6	1,9	-6,2	2,0	-2,3	37,3	40,5	1,9	-6,2	1,1	-3,2	37,3			
Coûts capitalisés	-6,3	-3,2	5,3	2,1	-4,2	-30,8	-3,2	5,3	2,1	-28,7	-29,4	-3,2	5,3	-1,4	0,7	-28,7	-28,5	-3,2	5,3	-2,3	-0,2	-28,7			
	21,9	-5,1	-25,1	-30,2	-8,3	116,9	-5,1	-25,1	-30,2	86,7	113,5	-5,1	-25,1	3,8	-26,4	87,1	115,6	-5,1	-25,1	1,7	-28,5	87,1			
Autres composantes	0,0				0,0	-101,2				-101,2	-118,7			17,5	17,5	-101,2	-118,7	0,0	0,0	17,5	17,5	-101,2			
Frais corporatifs	0,7		-0,5	-0,5	0,2	3,6		-0,5	-0,5	3,1	3,1		-0,5	0,5	0,0	3,1	3,0	0,0	-0,5	0,6	0,1	3,1			
Total - Coût de retraite	22,6	-5,1	-25,6	-30,7	-8,1	19,3	-5,1	-25,6	-30,7	-11,4	-2,1	-5,1	-25,6	21,8	-8,9	-11,0	-0,1	-5,1	-25,6	19,8	-10,9	-11,0			

6. **Référence :** Pièce [B-0008](#), p. 17.

Préambule :

« La charge d'amortissement s'établit à 915,2 M\$ au 31 décembre 2017 comparativement à un montant reconnu de 905,8 M\$. L'écart défavorable de 9,4 M\$ s'explique par les éléments suivants:

- Une augmentation de 12,3 M\$ de l'amortissement des actifs corporels découlant de la réduction de 15 M\$ de l'amortissement dans la décision D-2017-022; [...]. »

Demande :

6.1 Outre la réduction de 15 M\$ dans la décision D-2017-022, veuillez expliquer de façon détaillée l'augmentation de 12,3 M\$ de l'amortissement des actifs corporels.

Réponse :

1 **Le Distributeur tient d'emblée à préciser qu'une partie de la réduction de**
 2 **15 M\$ demandée par la Régie, soit un montant de 9 M\$, a été attribuée aux**
 3 **immobilisations corporelles. N'eut été de cette coupure, l'écart aurait été de**
 4 **3,3 M\$, comme présenté au tableau R-6.1.**

TABLEAU R-6.1 :
DÉTAIL DE L'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES EN EXPLOITATION
(M\$)

	Demandé	Réduction D-2017-022	D-2017-022	Réel	Réel vs D-2017-022	Réel vs Demandé
• Immobilisations corporelles	484,3	-9,0	475,3	487,6	12,3	3,3
Mesurage	63,3		63,3	62,7	-0,6	-0,6
Postes de distribution	1,5		1,5	1,5	0,0	0,0
Lignes aériennes de distribution	203,6	-9,0	194,6	204,5	9,9	0,9
Lignes souterraines de distribution	131,2		131,2	132,4	1,2	1,2
Réseaux autonomes	23,5		23,5	24,9	1,4	1,4
Autres actifs de réseau	0,6		0,6	0,6	0,0	0,0
Actifs de soutien	61,1		61,1	61,4	0,3	0,3
Contributions à des postes de départ privés	-0,5		-0,5	-0,4	0,1	0,1

5 **Outre l'impact de la réduction d'amortissement découlant de la décision de la**
 6 **Régie, les écarts pour chacune des catégories d'actifs sont non significatifs.**

7. **Référence :** Pièce [B-0008](#), p. 18.

Préambule :

« L'écart de 13,2 M\$ défavorable des revenus autres que ventes d'électricité entre le montant reconnu pour 2017 et l'année historique 2017 est principalement attribuable :

- *D'une part, à la baisse de 9,8 M\$ des revenus liés aux frais d'administration due à un niveau de comptes à recevoir sur lesquels sont calculés les frais d'administration plus bas qu'anticipé, en raison des températures douces des hivers 2015-2016 et 2016-2017 ainsi qu'à la gestion active, effectuée par le Distributeur, des comptes à recevoir. [...]. »*

Demandes :

- 7.1 Veuillez fournir le calcul des frais d'administration réalisé en 2017 et celui reconnu en 2017, en fournissant notamment le niveau de comptes à recevoir.

Réponse :

1 Le Distributeur précise que le montant réel de 38,6 M\$ de frais
2 d'administration constitue le cumul des montants réellement facturés en 2017
3 relatifs à des retards, qui varient d'une journée à plusieurs jours, et sont
4 tributaires du montant en souffrance et du nombre de jours de retard.

5 De plus, comme mentionné en réponse à la question 16.3 de la demande de
6 renseignements de UC à la pièce HQD-16, document 11 (B-0087) du dossier
7 R-3980-2016, les revenus de frais d'administration de 48,4 M\$, autorisés pour
8 l'année 2017, ont été établis selon la prévision de l'année de base 2016,
9 laquelle était basée sur l'évolution des comptes à recevoir de l'année
10 historique 2015. Cette prévision a été par la suite ajustée de la variation de la
11 prévision des ventes de l'année témoin 2017 par rapport à 2016.

12 Le solde moyen annuel des comptes à recevoir sur lesquels sont calculés les
13 frais d'administration réels a été de 334 M\$ en 2015, de 310 M\$ en 2016 et de
14 289 M\$ en 2017.

- 7.2 Veuillez quantifier l'impact découlant des températures douces des hivers 2015-2016 et 2016-2017.

Réponse :

15 Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier l'impact découlant des
16 températures douces des hivers 2015-2016 et 2016-2017 sur la baisse des
17 revenus liés aux frais d'administration réalisés en 2017.

ÉVOLUTION DE L'EFFECTIF EN ÉQUIVALENT TEMPS COMPLET (ETC)

8. **Références :** (i) Pièce [B-0058](#), p. 5;
(ii) Décision [D-2018-025](#), dossier R-4011-2017, p. 86 à 91.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique la diminution de 79 ETC entre le nombre réel 2017 d'ETC et celui reconnu ajusté 2017, notamment par les éléments suivants :

- « Une diminution nette de 31 ETC découlant des activités liées au réseau de distribution expliquée, d'une part, par une baisse de 50 ETC due au ralentissement dans l'embauche des équipes relèvees en raison principalement des difficultés d'intégration des nouveaux employés métiers-lignes dans les équipes régulières. D'autre part, cette baisse est compensée par une hausse de 20 ETC en lien avec la gestion des ressources et des travaux favorisant une prise en charge locale qui permet une meilleure flexibilité dans les opérations et qui contribue à une imputabilité de proximité.
- Une diminution de 10 ETC liée aux activités de services à la clientèle expliquée, d'une part, par une baisse de 34 ETC à la suite des départs non prévus et par les délais de comblement de ces postes ainsi que par les efforts d'efficience opérationnelle. D'autre part, cette baisse est compensée par une hausse de 15 ETC affectés aux activités liées aux services à la clientèle d'affaires, au développement de nouveaux marchés et à la croissance des ventes. »
[nous soulignons]

(ii) Dans sa décision D-2018-025, la Régie accepte l'ajout de 101 ETC (9,3 M\$) en 2018 par rapport aux 191 ETC (20,2 M\$) demandés par le Distributeur.

Aux paragraphes 296 et 306, la Régie accepte, en 2018, la demande du Distributeur en ce qui a trait à une augmentation de 42 ETC en lien avec une gestion des ressources humaines favorisant une gestion locale de la charge de travail. Le Distributeur souhaite faire évoluer, d'une part, le rôle d'opérateur dans le but d'obtenir une meilleure flexibilité dans ses opérations et, d'autre part, le rôle des cadres afin de leur donner l'imputabilité de proximité. Cette optimisation mènera à une gestion plus efficace qui contribuera à diminuer les délais de raccordement et à augmenter la satisfaction des clients.

Aux paragraphes 297 et 309, la Régie refuse, en 2018, la hausse nette de 6 ETC (2,9 M\$) reliée aux SALC provenant des activités suivantes :

- Une augmentation de 20 ETC dans le cadre du développement des marchés et de la croissance des ventes. Pour mener à bien ses efforts, le Distributeur est à mettre en place une équipe de développement des affaires.
- Une augmentation de 13 ETC découlant principalement des activités liées aux services à la clientèle d'affaires. Dans l'objectif d'améliorer le contact client, le Distributeur entend assurer une plus grande présence auprès de cette clientèle afin de promouvoir les ventes et développer des offres adaptées à ses besoins.

- Une diminution de 27 ETC découlant des efforts d'efficiences déployés par le Distributeur.

Demandes :

8.1 Veuillez expliquer de façon détaillée la hausse de 20 ETC en lien avec la gestion des ressources et des travaux favorisant une prise en charge locale. Veuillez faire le lien avec sa demande d'ajout de 42 ETC autorisée par la Régie en 2018 (référence (ii)). Veuillez indiquer si le Distributeur a devancé l'ajout des 20 ETC en 2017.

Réponse :

1 La hausse de 20 ETC citée en préambule est expliquée principalement par
2 l'ajout de 20 cadres favorisant une gestion de proximité des ressources et des
3 travaux dans la cadre de l'amélioration de l'approche clientèle. Cette prise en
4 charge locale a notamment permis d'améliorer le respect des dates
5 d'engagement³, un élément important pour la satisfaction des clients.

6 Le tableau R-8.1 permet de faire le lien entre la variation présentée au Rapport
7 annuel et les informations présentées au dossier R-4011-2017⁴.

TABLEAU R-8.1 :
VARIATIONS DES ETC PRÉSENTÉ AU DOSSIER R-4011-2017
POUR LES ACTIVITÉS LIÉES AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Variations des ETC	Année de base 2017 vs D-2017-022 (ajustée)	Année témoin 2018 vs Année de base 2017
Activités liées au réseau de distribution	+6	+88
Amélioration de l'approche clientèle	+30 A	+42 B
Mise en place du guichet technique	+12	+40
Ralentissement des embauches des équipes relève	-36	
Réclamations aux tiers		+6

8 Ainsi, cet ajout de 20 ETC réalisé en 2017 se compare au +30 ETC (voir A),
9 lequel est en lien avec la hausse nette anticipée de 6 ETC⁵ pour les activités
10 du réseau de distribution pour l'année de base 2017. Cet ajout n'est donc pas
11 lié à l'ajout projeté de 42 ETC⁶ (voir B) pour l'année témoin 2018 par rapport à
12 l'année de base 2017.

8.2 Veuillez ventiler et expliquer de façon détaillée la hausse de 15 ETC pour les activités suivantes :

- services à la clientèle d'affaires,
- développement de nouveaux marchés et croissance des ventes.

³ Dossier R-4057-2018, pièce HQD-2, document 1 (B-0008), page 10.

⁴ Dossier R-4011-2017, pièce HQD-8, document 2 (B-0026), pages 7 à 9.

⁵ Idem, page 7.

⁶ Idem, page 9.

Veuillez également faire le lien avec sa demande d'ajout d'ETC rejetée par la Régie en 2018 (référence (ii)). Veuillez indiquer si le Distributeur a devancé l'ajout des 15 ETC en 2017.

Réponse :

1 **Le tableau R-8.2 permet de faire le lien entre la variation du Rapport annuel et**
2 **les informations présentées au dossier R-4011-2017⁷.**

TABLEAU R-8.2 :
VARIATIONS DES ETC PRÉSENTÉES AU DOSSIER R-4011-2017
POUR LES ACTIVITÉS LIÉES AUX SERVICES À LA CLIENTÈLE

Variations des ETC	Année de base 2017 vs D-2017-022 (ajustée)	Année témoin 2018 vs Année de base 2017	Année témoin 2018 vs D-2017 (ajustée)
Activités liées aux services à la clientèle	+13	-7	+6 E
Amélioration des contacts clients avec clientèle d'affaires	+6 C	+9	+15
Développement de nouveaux marchés et croissance des ventes	+8 D	+11	+19
Efficiencie	-1	-27	-28

3 **Ainsi, la hausse de 15 ETC constatée en 2017 se détaille comme suit :**

- 4 ○ **6 ETC pour les services à la clientèle d'affaires (se compare à C) ;**
- 5 ○ **9 ETC pour le développement de nouveaux marchés et croissance**
6 **des ventes (se compare à D).**

7 **Le Distributeur souligne qu'il avait déjà prévu l'ajout de ces ETC pour l'année**
8 **de base 2017 afin d'améliorer le contact avec les clients d'affaires ainsi que**
9 **pour mettre en place une équipe affectée au développement de nouveaux**
10 **marchés et à la croissance des ventes, comme expliqué par l'écart entre les**
11 **ETC reconnus⁸ et ceux de l'année de base. Ainsi, le Distributeur ne considère**
12 **pas avoir devancé l'ajout des 15 ETC en 2017.**

13 **Par ailleurs, dans sa décision, la Régie refuse la hausse nette de 6 ETC**
14 **(voir E) et mentionne qu'elle n'est pas convaincue que les effectifs actuels**
15 **soient dans l'incapacité d'accomplir les objectifs visés.**

16 **Le Distributeur comprend de la décision que la Régie permet la réalisation de**
17 **ces activités tant que l'impact net reste nul, soit de limiter la croissance des**
18 **besoins en ETC pour l'amélioration des contacts avec la clientèle d'affaires,**
19 **en développement de marchés et en croissance des ventes à un niveau**
20 **équivalent à ses efforts d'efficience prévus.**

⁷ Dossier R-4011-2017, pièce HQD-8, document 2 (B-0026), page 7 et 8.

⁸ Dossier R-4011-2017, pièce HQD-8, document 2 (B-0026), page 8.

BASE DE TARIFICATION

9. **Références :** (i) Pièce [B-0015](#), p. 12 :
(ii) Pièce [B-0015](#), p. 15.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 10, le calcul de l'encaisse réglementaire 2017.
- (ii) Le Distributeur présente au tableau 14, les composantes du fonds de roulement faisant partie de la base de tarification 2017 (moyenne des 13 soldes).

TABLEAU 14 :
FONDS DE ROULEMENT – MOYENNE DES 13 SOLDES (M\$)

Composantes	2017		
	Réel	D-2017-022	Variation
Encaisse	141,5	105,3	36,2
Matériaux, combustibles et fournitures	114,7	131,0	(16,3)
Total	256,2	236,3	19,9

Demandes :

- 9.1 Veuillez compléter le tableau 10 présenté à la référence (i), en fournissant les données reconnues en 2017 et les écarts.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-9.1 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-9.1 :
ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE 2017 RECONNUE VS RÉELLE (M\$)**

DESCRIPTION DES VARIABLES	D-2017-022				Réal 2017				Écarts
	DÉPENSES	NET	TAUX	ENCAISSE	DÉPENSES	NET	TAUX	ENCAISSE	
	2017 (1)	(2)	(2) / 365 JRS (3)	((1) X (3)) (4)	2017 (1)	(2)	(2) / 365 JRS (3)	((1) X (3)) (4)	
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN									
Salaires nets	159 969	32,28	8,84%	14 146	161 899	32,12	8,78%	14 210	64
Remises gouvernementales	139 431	25,28	6,93%	9 656	141 113	25,12	6,86%	9 687	31
Autres dépenses	<u>299 133</u>	16,78	4,60%	13 754	<u>256 103</u>	16,68	4,56%	11 669	(2 085)
	598 533				559 115				
TAXES									
Taxe sur les services publics	45 100	172,24	47,19%	21 282	45 105	172,22	47,05%	21 224	(58)
Taxes municipales et scolaires	14 900	111,29	30,49%	4 543	14 375	111,29	30,41%	4 371	(172)
Transition énergétique Québec (TEQ)	54 500	4,22	1,16%	630	54 544	4,22	1,15%	629	(1)
ACHATS									
Achats d'électricité	5 811 700	15,22	4,17%	242 353	6 077 292	15,22	4,16%	252 736	10 383
Achats de service de transport	2 863 900	15,22	4,17%	119 427	2 863 860	15,22	4,16%	119 099	(328)
Achats de combustible	86 539	15,22	4,17%	3 609	86 515	15,22	4,16%	3 598	(11)
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION				(66 934)				(69 059)	(2 126)
PROVISION POUR CRÉANCES DOUTEUSES				(257 594)				(225 940)	31 654
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE				104 872				142 224	37 352

9.2 Veuillez expliquer et quantifier la variation de l'encaisse au montant de 36,2 M\$ (34 %) entre le réel 2017 et le montant reconnu en 2017, et ce, par composante.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur tient d'abord à préciser que l'écart de 36,2 M\$ correspond à la**
- 2 **variation selon la moyenne 13 soldes des encaisses réglementaires alors que**
- 3 **le tableau R-9.1 compare les soldes au 31 décembre 2017.**
- 4 **L'augmentation de l'encaisse réglementaire de 37,4 M\$ entre le montant**
- 5 **reconnu dans la décision D-2017-022⁹ et le montant réel de 2017 est**
- 6 **principalement attribuable à la diminution de la provision pour créances**
- 7 **douteuses et à l'augmentation des achats d'électricité, lesquelles ont pour**
- 8 **effet d'augmenter l'encaisse réglementaire respectivement de 31,7 M\$ et de**
- 9 **10,4 M\$. Ces augmentations sont en partie compensées par les variations des**
- 10 **divers postes de dépenses, notamment la diminution des charges**
- 11 **d'exploitation et d'entretien ainsi que par l'effet des taxes à la consommation.**

⁹ Dossier R-3980-2016, pièce HQD-20, document 1 (B-0198), page 12.

INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$

10. Références : (i) Pièce [B-0024](#), p.13 ligne 7 ;
(ii) Pièce [B-0024](#), p.10 ligne 12.

Préambule :

(i) « Le Distributeur assume l'ensemble du coût des travaux électriques des demandes acceptées en vertu du programme *Embellir les voies publiques* et celui des ouvrages civils sur une distance d'un kilomètre jusqu'à concurrence de 1,2 M\$. L'excédent du coût des ouvrages civils est à la charge de la municipalité. »

(ii) À propos des investissements pour Respect des exigences, le Distributeur précise : « Le niveau d'investissements du Distributeur est tributaire des demandes provenant des municipalités, du ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports, des câblodistributeurs et autres. »

Demande :

10.1 Veuillez élaborer sur la complémentarité, et le cas échéant, sur les exclusions mutuelles des investissements pour *Respect des exigences* et *Embellir les voies publiques*.

Réponse :

1 Le programme *Embellir les voies publiques* vise une situation spécifique où
2 une municipalité souhaite l'enfouissement d'un tronçon de réseau situé le
3 long d'une rue. Ce programme est offert aux municipalités qui respectent les
4 critères du programme et qui présentent une demande à cet effet.

5 Par ailleurs, le Distributeur peut être amené à réaliser d'autres travaux, par
6 exemple le déplacement d'une ligne de distribution aérienne à la demande du
7 Ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des
8 transports ou d'une municipalité lorsqu'une route est élargie. Il peut
9 également arriver qu'un déplacement de ligne souterraine soit requis. Ces
10 travaux et interventions ne sont pas visés par le programme *Embellir les voies
11 publiques* et font partie de la catégorie Respect des exigences.

PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$

11. Référence : Pièce [B-0031](#), p. 4.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 1, le suivi des investissements du raccordement du village de la Romaine au 31 décembre 2017.

**TABLEAU 1 :
SUIVI DES INVESTISSEMENTS (EN K\$)**

	Solde au 31 décembre 2016	Transfert de coûts		Radiation 2017	Solde au 31 décembre 2017
		nouveau projet	autres projet		
Ingénierie	3 643	783	104	2 756	-
Travaux civils	2	2		-	-
Travaux électriques:					
aériens	2 529	2 348	130	51	-
souterrains	-	-		-	-
Sous-total	6 174	3 133	234	2 807	-
Frais d'emprunt à capitaliser	1 072	774	29	269	-
Contingence	-	-		-	-
Total	7 246	3 907	263	3 076	-

Demandes :

11.1 Veuillez justifier les coûts radiés au montant de 3 096 k\$.

Réponse :

1 En 2012, le Distributeur a cessé les travaux prévus au projet initial de
2 raccordement du village de la Romaine et l'a suspendu. Tout projet suspendu
3 est analysé annuellement afin d'évaluer si les coûts capitalisés représentent
4 toujours un avantage futur pour l'entreprise, conformément aux normes
5 comptables qui stipulent que les coûts capitalisés ne présentant plus aucun
6 avantage ou n'ayant plus de valeur pour une entreprise doivent être radiés.
7 Ainsi, comme mentionné dans son Rapport annuel 2012¹⁰, le Distributeur a
8 procédé à la radiation de 1 031 k\$ de travaux d'ingénierie et électriques qu'il
9 ne prévoyait pas être en mesure de revaloriser.

10 En 2017, le Distributeur a opté pour une nouvelle solution technique et a
11 abandonné le projet initial. Lors de l'abandon d'un projet, les actifs
12 représentant un avantage futur pour l'entreprise doivent être transférés à un
13 autre projet. Comme mentionné à la pièce HQD-6, document 7 (B-0031)¹¹, le
14 Distributeur a été en mesure de revaloriser et transférer 3 907 k\$ au nouveau
15 projet de raccordement et 263 k\$ à d'autres projets. Un montant de 3 076 M\$ a
16 été radié et comptabilisé sous la rubrique Amortissement et déclassement –
17 Coûts nets liés aux sorties d'actifs. La radiation correspond à l'ensemble des
18 coûts ne pouvant être revalorisés en raison des modifications apportées au
19 projet initial.

20 La radiation constatée en 2017 est principalement attribuable à la
21 comptabilisation des frais d'ingénierie associés à la section de la ligne sur

¹⁰ Rapport Annuel 2012, pièce HQD-6 document 7, page 4.

¹¹ Pièce HQD-6, document 7 (B-0031), pages 3 et 4.

1 monopoteaux d'environ 75 km comprise entre la rivière Natashquan et
2 l'aéroport de La Romaine. Cette section devait être exploitée à 25 kV. Comme
3 mentionné au dossier R-4010-2017¹², la nouvelle solution propose plutôt la
4 construction d'une ligne plus robuste que celle initialement prévue afin de
5 permettre au Distributeur d'offrir un niveau de qualité de service acceptable
6 sans s'appuyer sur la présence d'une centrale en réserve froide. Cette ligne,
7 exploitée à 34 kV et conçue selon les critères de ligne de transport, sera en
8 mesure de résister aux conditions climatiques extrêmes de ce secteur difficile
9 d'accès.

11.2 Veuillez indiquer dans quelle rubrique des revenus requis 2017 la radiation a été comptabilisée.

Réponse :

10 Voir la réponse à la question 11.1.

11.3 Depuis le début du projet initial de raccordement du village de la Romaine, , est-ce qu'il y a eu d'autres radiations de coûts? Si oui, veuillez expliquer et quantifier par année.

Réponse :

11 Voir la réponse à la question 11.1.

12. Référence : Pièce [B-0034](#), p.4.

Préambule :

DÉPENSES ENCOURUES CUMULATIVES AU 31 DÉCEMBRE 2017 (κ\$)

	1 ^{er} janvier 2010 au 31 décembre 2017		
	Réel ⁽¹⁾	Budget initial	Écart (réel/budget)
Ingénierie	7 225	10 982	(3 757)
Travaux civils	16 590	17 147	(557)
Travaux électriques:			
aériens	1 114	447	667
souterrains	11 027	17 851	(6 824)
Compensation financière	1 364	1 821	(457)
Sous-total	37 320	48 247	(10 927)
Frais d'emprunt à capitaliser	4 499	12 529	(8 030)
Contingence	-	9 649	(9 649)
Total	41 819	70 426	(28 607)

⁽¹⁾ Inclut des dépenses de 271 k\$ antérieures à 2010 pour des travaux d'ingénierie préliminaires.

¹² Dossier R-4010-2017, pièce HQD-1, document 1 (B-0005), page 11.

« Le projet est essentiellement complété. À l'échéance, le Distributeur anticipe que les coûts totaux atteindront 41,9 M\$. »

Demande :

12.1 Veuillez préciser quels travaux, d'un montant inférieur à 0,1 M\$, se poursuivent en 2018 et si le projet peut être considéré comme mis en service en 2017. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur considère le projet de raccordement du poste Limoilou comme**
2 **mis en service et prévoit effectivement réaliser pour 2018 des travaux d'un**
3 **montant inférieur à 0,1 M\$. Ces investissements permettront principalement**
4 **de réaliser des travaux relatifs à l'enlèvement de poteaux, à la fermeture du**
5 **projet et à la mise à jour des plans.**

13. Référence : Pièce [B-0042](#), p.4.

Préambule :

Le projet du distributeur (raccordement du poste Henri-Bourassa), a été autorisé le 13 décembre 2011, au coût total de 33,3 M\$. Il devait s'échelonner sur 6 ans pour se terminer en 2017. En 2013, la fin des travaux a été reportée à 2018. Elle est maintenant prévue à 2019. Les coûts du projet, encore annoncés à 32,2 M\$ l'an dernier sont maintenant revus à la baisse à 22,0 M\$, soit une diminution de 31 % par rapport au coût initial, alors que l'avancement du projet n'a généré des dépenses que de 2,5 M\$ en 2017.

Demandes :

13.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les coûts prévus du projet de 6 ans sont demeurés inchangés pendant 5 ans pour être diminués de plus de 30 % dans la dernière année de réalisation du projet une fois que le projet est déjà complété à près de 80 %, (17,5 M\$/22 M\$).

Réponse :

6 **En 2010, le Distributeur présentait à la Régie ses premiers projets de**
7 **raccordement et conversion des charges de 12 kV à 25 kV. Le Distributeur**
8 **n'avait pas procédé à la conversion de réseau depuis de nombreuses années**
9 **et a dû se réapproprier l'expertise requise tant en matière d'estimation des**
10 **coûts que de réalisation des travaux. Le raccordement du poste**
11 **Henri-Bourassa et la conversion de ses charges ont été un des premiers**
12 **projets de ce type à être réalisé.**

13 **En 2017, le Distributeur a revu à la baisse l'estimation des coûts totaux du**
14 **projet à 22,0 M\$. L'écart entre la valeur autorisée et celle estimée est**

1 principalement attribuable aux travaux électriques aériens et à la contingence.
2 La majorité des travaux spécifiquement liés à la conversion ont débuté en
3 2016, soit l'année précédant la révision de la prévision. Les travaux de cette
4 nature sont réalisés en fin de projet. Une grande partie de leurs coûts étant
5 constitués de main-d'œuvre, il est difficile d'établir précisément leur ampleur
6 dès le début du projet. Après le début des travaux, le Distributeur a constaté
7 une tendance à la baisse des coûts estimés comparativement à ceux
8 autorisés sans pour autant être en mesure d'établir si cette tendance se
9 poursuivrait. Le Distributeur a alors jugé plus prudent de maintenir ses
10 prévisions, autant pour les travaux aériens que pour la contingence, et ce,
11 dans l'éventualité où des imprévus se concrétiseraient.

12 Au 31 décembre 2017, le niveau de risque associé à ces éléments ayant
13 diminué, le Distributeur a pu revoir à la baisse l'estimation des coûts totaux
14 du projet.

13.2 Veuillez élaborer sur le processus de suivi et d'évaluation des coûts des projets du Distributeur et indiquer si les écarts favorables constatés dans un grand nombre de projets amènent un questionnement visant à améliorer ce processus.

Réponse :

15 Depuis de nombreuses années, le Distributeur estime ses projets majeurs à
16 partir de coûts paramétriques qui sont révisés périodiquement. Les
17 responsables des projets procèdent deux fois par année à la révision des
18 échéanciers et des coûts totaux. Dans le cadre du processus de revue
19 budgétaire, les explications d'écarts sont communiquées à la haute direction.

20 Ces dernières années, le Distributeur a constaté des écarts favorables entre
21 les coûts initialement prévus et les coûts réels, notamment dans le cadre des
22 projets de raccordement et de conversion de réseau. Afin d'améliorer son
23 processus et l'acuité de ses prévisions, le Distributeur envisage l'instauration
24 d'études de pré-ingénierie qui s'ajouteront aux études d'avant-projets (basées
25 essentiellement sur des coûts paramétriques). L'étude de pré-ingénierie
26 consiste à réaliser une partie de l'ingénierie et comprend, entre autres, des
27 visites sur le terrain, l'identification des enjeux liés aux servitudes et des
28 rencontres avec les municipalités afin de mieux cerner les risques.

29 Avec ces études, le Distributeur souhaite obtenir une évaluation plus précise
30 de l'ampleur des projets et des coûts qui leurs sont associés pour être en
31 mesure d'améliorer la prévision des investissements. Le Distributeur rappelle
32 qu'il est en recherche constante d'amélioration de son processus d'évaluation
33 et de suivi des projets.

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

14. Référence : Pièce [B-0050](#), p.6.

Préambule :

ÉVALUATIONS ET SUIVIS FINALISÉS EN 2017

Titre des études	Date des rapports
1. Suivi du programme <i>Offre intégrée piscines efficaces</i> (2016)	Juin 2017
2. Projection des résultats du programme <i>Offre intégrée piscines efficaces</i> (2017 à 2021)	Juin 2017
3. Contribution d'Hydro-Québec à la transformation du marché de l'éclairage efficace affaires (2012 à 2016)	Janvier 2018
4. Analyse des meilleures méthodes de comptabilisation des économies d'énergie pour les programmes d'efficacité énergétique à maturité pour la clientèle Affaires	Mars 2018
5. Suivi du programme <i>Sensibilisation intégrée</i> (2017)	Mars 2018

Demande :

14.1 Veuillez déposer les 5 rapports d'évaluations de programmes d'efficacité énergétique finalisés en 2017.

Réponse :

1 **Voir les annexes A à E pour les rapports d'évaluation et de suivis finalisés en**
2 **2017.**

15. Référence : Pièce [B-0050](#), p.9 ligne 30.

Préambule :

« *La mise en place d'un programme visant l'utilisation de la minuterie pour chauffe-moteur au Nunavik n'a pas eu lieu puisque les résultats du projet pilote dans les villages de Kuujuarapik, Salluit et Umiujaq n'ont pas été concluants* »

Demandes :

15.1 Veuillez déposer le rapport présentant le projet-pilote sur les chauffe-moteur au Nunavik et ses résultats.

Réponse :

4 **Voir l'annexe F pour le bilan du projet-pilote sur les chauffe-moteur au**
5 **Nunavik.**

15.2 Veuillez élaborer sur les résultats et proposer une approche permettant de relancer cette mesure avec de meilleures chances de succès.

Réponse :

1 **Voir la section Recommandation du bilan de l'annexe F.**

16. Références : (i) [D-2018-025](#), paragraphe 532 ;
(ii) Pièce [B-0050](#), p.12.

Préambule :

(i) « [532] La Régie note que les modifications importantes qui ont été apportées à la conception, au déploiement, et au suivi des programmes font en sorte que le Distributeur ne calcule plus l'évaluation des économies tendancielle. La Régie demande au Distributeur de lui présenter, dès le rapport annuel 2017, sa nouvelle méthodologie de suivi interne des programmes. La Régie souhaite revoir dans le prochain dossier tarifaire les paramètres en vertu desquels les programmes d'efficacité énergétique sont établis, notamment les gains unitaires ou les situations de référence qui doivent tenir compte des économies tendancielle. »

(ii) « En réponse à la demande de la Régie dans la décision D-2018-025 quant à la méthodologie de suivi interne des programmes, le Distributeur tient à préciser qu'il n'y a pas de changement dans les méthodes d'évaluation et de suivi de ses programmes. ».

Demandes :

16.1 Veuillez clarifier comment le Distributeur tient compte de l'évolution du tendanciel en prévision de la demande et justifier comment cet exercice le dispense de tenir compte du tendanciel dans le calcul d'impact de ses interventions en efficacité énergétique.

Réponse :

2 **En 2012, le Distributeur a modifié la prise en compte de l'efficacité**
3 **énergétique dans ses modèles de prévision¹³. Ces derniers s'appuient**
4 **notamment sur une évolution historique et prévue des impacts en efficacité**
5 **énergétique par usage. Cette évolution est définie en fonction des intrants**
6 **fournis par l'Energy Forecasting Group (EFG), les normes de construction et**
7 **les analyses internes du Distributeur. De plus, le Distributeur s'assure que les**
8 **intrants aux modèles de prévision expliquent bien la croissance de la**
9 **demande historique. Les modèles de prévision englobent donc implicitement**
10 **le tendanciel, sans pouvoir l'isoler spécifiquement.**

¹³ Comme relaté au paragraphe 530 de la décision D-2018-025.

1 **Dans les cas des interventions en efficacité énergétique, le Distributeur tient**
2 **compte du tendanciel dans les évaluations de programmes, notamment, en**
3 **mesurant l’opportunisme propre à chacun soit le nombre de clients qui**
4 **auraient implanté un produit ou une mesure efficace sans l’effet du**
5 **programme.**

16.2 Veuillez élaborer sur les distinctions à faire entre transformation du marché et évolution du tendanciel en efficacité énergétique.

Réponse :

6 **La transformation de marché peut être définie comme étant :**

7 **Tout changement dans le marché réalisé grâce à la réduction des**
8 **barrières de marché jusqu’au point où toute intervention n’est plus**
9 **nécessaire. À cause des changements qu’elle provoque, la**
10 **transformation de marché peut générer des économies d’énergie**
11 **plus élevées que celles attribuées aux effets directs et indirects**
12 **des programmes¹⁴.**

13 **Le tendanciel, pour sa part, peut être défini comme ce qui serait survenu sur**
14 **un marché donné à la suite de l’introduction d’un produit ou d’une mesure**
15 **efficace, sans aucune intervention ou programme que ce soit. Toutes choses**
16 **étant égales par ailleurs, il s’agit de ce fait de l’évolution naturelle d’un marché**
17 **après l’apparition dudit produit ou mesure efficace.**

18 **Considérant ce qui précède, il s’agit donc de deux concepts distincts mais qui**
19 **doivent être pris en compte de façon concomitante afin de statuer sur les**
20 **changements irréversibles survenus sur un marché. Ainsi, dans l’évaluation**
21 **d’une transformation de marché, il est essentiel d’identifier le tendanciel pour**
22 **pouvoir estimer les progrès réels d’un marché, c’est-à-dire sans tenir compte**
23 **de son évolution naturelle qui serait survenue de toute façon à très long**
24 **terme.**

17. **Référence :** Pièce [B-0050](#), p.13.

Préambule :

¹⁴ Potentiels de Transformation de marché, Dunsky Expertise en énergie, mai 2016, p 3, annexe I.

ÉVALUATIONS ET SUIVIS RÉALISÉS EN 2015 ET 2016

Titre des études	Date des rapports
1. Suivi des économies du programme <i>Piscines efficaces</i> (2015)	Janvier 2016
2. Mesure des effets d'opportunisme, d'entraînement et de bénévolat – <i>Offre intégrée en efficacité énergétique bâtiments</i> (2013 à 2015)	Mai 2016
3. Potentiels de transformation de marché	Mai 2016
4. Évaluation du programme <i>Produits Mieux Consommer Éclairage résidentiel</i> (2013 à 2015)	Août 2016
5. Évaluation de la transformation du marché des thermostats électroniques muraux pour plinthes électriques (2012 à 2015)	Décembre 2016
6. Suivi du programme <i>Sensibilisation intégrée</i> (2016)	Mai 2017

Demande :

17.1 Veuillez déposer à la Régie les études #1, 2, 3, 5 et 6 sur les évaluations et suivis réalisés en 2015 et 2016.

Réponse :

1 **Voir les annexes G à K pour les rapports d'évaluation et de suivi réalisés en**
2 **2015 et 2016.**

18. **Référence :** Pièce [B-0050](#).

Préambule :

ÉVALUATIONS ET SUIVIS PRÉVUS EN 2018

Titre des études	Statut
1. Évaluation de la transformation du marché des fenêtres et portes fenêtres <i>Energy Star</i> dans le secteur résidentiel au Québec (2018)	En cours
2. Suivi du marché de l'éclairage efficace au marché résidentiel (2016 à 2018)	En cours
3. Suivi des économies du programme <i>Offre intégrée piscines efficaces</i> (2018)	À octroyer
4. Suivi du programme <i>Sensibilisation intégrée</i> (2018)	À octroyer

Demande :

18.1 Veuillez déposer à la Régie les cahiers des charges des mandats en cours et de ceux qui sont prévus être octroyés.

Réponse :

- 1 **Voir les annexes L à O pour les cahiers des charges des mandats en cours et**
2 **ceux qui doivent être octroyés en 2018.**

COÛT DE LA DETTE

- 19. Références :** (i) Pièce [B-0051](#), p. 7;
(ii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-12, document 1](#), p. 37;
(iii) R-4011-2017, pièce [B-0160](#), p. 3;
(iv) Pièce [B-0051](#), p. 6.

Préambule :

(i) « L'écart pour 2017 de 0,125 % entre le coût moyen de la dette réalisé et celui autorisé s'explique par la hausse des taux d'intérêt (+0,028 %) ainsi que par un effet de volume et de composition de la dette (+0,097 %). Ce dernier effet découle principalement des sommes qui ont été décaissées en vertu d'ententes d'atténuation du risque de crédit. La dette liée à ces ententes porte intérêt à un taux variable, inférieur au coût moyen de la dette intégrée. Ainsi, les décaissements, ou remboursements de celle-ci, ont un effet à la hausse sur le coût moyen de la dette. » [nous soulignons]

(ii) « Hydro-Québec utilise des instruments dérivés afin de couvrir le risque de change des dettes émises en devises et pour gérer la part de la dette à taux fixe et à taux flottant. Afin de réduire les risques de crédit liés à ces instruments dérivés, des ententes sont négociées avec les contreparties financières afin de limiter la valeur au marché des portefeuilles d'instruments dérivés. Ces ententes d'atténuation du risque de crédit donnent lieu à des décaissements ou encaissements de fonds en fonction de la valeur des portefeuilles, laquelle fait l'objet d'un suivi quotidien. En 2014 et 2015, des encaissements de l'ordre de 925 M\$ et 1 823 M\$, respectivement, ont eu lieu, alors qu'en 2016, Hydro-Québec a dû déboursier 781 M\$.

Au 31 octobre 2015, date de la mise à jour du coût de la dette 2016, le volume d'encaissement cumulé découlant de ces ententes était de 1 676 M\$. Ce montant a été maintenu pour établir le coût de la dette reconnu, puisqu'il n'est pas possible de connaître à l'avance les échanges de fonds à venir.

« Finalement, le volume moyen d'encaissement cumulé réel pour l'année 2016 a été de l'ordre de 1 900 M\$, soit une augmentation des fonds de 224 M\$, qui a entraîné une réduction du coût de la dette de 0,03 %. » [nous soulignons]

(iii) « Entre la dette présentée à la pièce HQD-4, document 3.1, établie au 30 avril 2017, et sa mise à jour de décembre 2017, établie au 31 octobre 2017, la gestion du risque de crédit a donné lieu à des décaissements de l'ordre de 900 M\$, faisant passer le montant de la dette liée à la GRC de 1,8 G\$ à 0,9 G\$. Cette dette étant rémunérée à un taux variable, son coût est inférieur au coût moyen de la dette. Ainsi, les décaissements ont eu comme effet de faire augmenter le coût moyen de la dette de 0,125 %. En réponse à une demande de

renseignements dans le cadre de son rapport annuel 2016, le distributeur avait expliqué que des ententes d'atténuation du risque de crédit entre Hydro-Québec et ses contreparties financières donnaient lieu à des encaissements ou décaissements de fonds en fonction de la valeur marchande du portefeuille d'instruments dérivés. Cette valeur marchande est sensible aux mouvements des taux d'intérêt et des taux de change. » [nous soulignons]

(iv)

TABLEAU 1 :
SOLDES MENSUELS DE LA DETTE (M\$)¹

	31-déc-16	31-janv-17	28-févr-17	31-mars-17	30-avr-17	31-mai-17	30-juin-17	31-juil-17	31-août-17	30-sept-17	31-oct-17	30-nov-17	31-déc-17	Moyenne 13 soldes
Dettes à long terme	43 421	43 163	43 338	43 392	43 672	43 578	41 870	41 548	41 607	42 179	42 997	43 024	42 795	42 814
Ajustement pour CER ²														-212
Dettes à long terme ajusté														42 602
Instruments dérivés	-73	170	-355	-61	-61	-77	174	56	-175	-101	-298	-92	47	-65
Autres dettes	122	122	122	121	121	121	121	120	120	120	119	119	119	121
Dettes et instruments dérivés à long terme	43 470	43 455	43 105	43 453	43 731	43 622	42 165	41 724	41 552	42 198	42 819	43 051	42 961	42 657
Dettes à perpétuité	293	262	266	268	275	271	261	251	251	251	259	259	251	263
Dette et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité	43 763	43 716	43 371	43 720	44 006	43 893	42 425	41 975	41 803	42 449	43 078	43 310	43 212	42 920
Cumul des autres éléments du résultat étendu	-130	-247	-228	-204	-100	-126	-110	-94	-61	-75	-87	-166	-166	-138
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	-763	-758	-759	-758	-758	-758	-758	-758	-758	-758	-758	-758	-758	-758
Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	20	19	19	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	18
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	297	295	295	293	291	287	283	223	223	223	223	223	223	260
Dénominateur	43 186	43 024	42 699	43 069	43 456	43 315	41 857	41 364	41 225	41 857	42 473	42 627	42 529	42 302

¹ Les totaux et sous-totaux sont calculés à partir de montants non arrondis.

² Le solde net de 212 M\$ des CER correspond à la somme du solde de 172 M\$ des CER du Distributeur et du solde de 40 M\$ des CER du Transporteur au 31 décembre 2016.

Demandses :

19.1 Veuillez préciser la taille du portefeuille d'instruments dérivés au 31 décembre 2016 et 2017, en détaillant quelle portion servait à couvrir le risque de change des dettes émises en devises et quelle portion couvrait le risque lié aux taux d'intérêt, tel qu'énoncé au préambule (ii).

Réponse :

- 1 Le tableau R-19.1 présente les montants notionnels des instruments dérivés
- 2 transigés pour gérer les risques à long terme associés à la dette. Ces
- 3 montants sont associés à la couverture du risque de change, à l'exception du
- 4 70 M\$ (contrats à terme – dollars canadiens) qui est associé à la couverture
- 5 du risque lié aux taux d'intérêt. Ce tableau provient de la note 15 du Rapport
- 6 annuel 2017 d'Hydro- Québec.

TABLEAU R-19.1 :
PORTEFEUILLE D'INSTRUMENTS DÉRIVÉS
GESTION DES RISQUES À LONG TERME (EXCL. GESTION DU RISQUE DE CRÉDIT)

	31-déc-17	31-déc-16
Contrats à terme		
Dollars canadiens	(70)	
Dollars américains	202	1 223
Swaps		
Dollars canadiens	(6 727)	(6 661)
Dollars américains	5 730	5 730
Yens	-	1 000

1 **À ces valeurs, s'ajoutent des swaps de taux d'intérêt en dollars canadiens de**
2 **2 150 M\$ au 31 décembre 2017 et 2016 ainsi que des swaps de taux d'intérêt**
3 **en dollars américains de 1 000 M\$ au 31 décembre 2016 (échus en 2017).**

19.2 Veuillez préciser la sensibilité respective aux mouvements des taux d'intérêt et des taux de change de la valeur marchande du portefeuille d'instruments dérivés, soulignée à la référence (iii) et commentez l'évolution de cette sensibilité de 2015 à 2017.

Réponse :

4 **Le tableau R-19.2 présente la sensibilité du portefeuille d'instruments dérivés**
5 **en date du 31 décembre pour les années 2015, 2016 et 2017. La première**
6 **colonne reflète l'impact en millions de dollars canadiens d'une diminution des**
7 **taux d'intérêt canadiens de 10 points centésimaux. La deuxième colonne**
8 **montre l'effet en millions de dollars américains d'une diminution des taux**
9 **d'intérêt américains de 10 points centésimaux. Enfin, la dernière colonne**
10 **montre l'impact en millions de dollars canadiens d'une diminution de la valeur**
11 **de la devise américaine de 0,10 \$ par rapport à la devise canadienne. Chaque**
12 **résultat individuel a été mesuré en gardant constant les autres paramètres.**

**TABLEAU R-19.2 :
SENSIBILITÉ DU PORTEFEUILLE D'INSTRUMENTS DÉRIVÉS
GAIN (PERTE)**

	CABA - 10 pbs	USLI - 10 pbs	FX - 0,1 \$CA/US
	M\$ CAD	M\$ USD	M\$ CAD
Au 31 décembre 2015	(55)	69	(1 168)
Au 31 décembre 2016	(46)	59	(997)
Au 31 décembre 2017	(39)	51	(856)

1 **La diminution de la sensibilité aux taux d'intérêt entre 2015 et 2017 s'explique**
 2 **principalement par le passage du temps; au fur et à mesure du paiement des**
 3 **coupons d'intérêt, la sensibilité du dérivé diminue. D'autre part, la sensibilité**
 4 **du portefeuille au mouvement de la devise américaine a été influencée par**
 5 **l'échéance des transactions et le passage du temps au cours de la période.**

6 **Il est important de mentionner que ce portefeuille d'instruments dérivés est**
 7 **mis en place pour limiter l'exposition d'Hydro-Québec aux risques financiers.**
 8 **Ainsi, ces dérivés réduisent l'incidence globale sur les résultats.**

19.3 Veuillez expliquer les concepts d'encaissements et de décaissements soulignés au préambule (ii), le concept de volume moyen d'encaissement cumulé réel, souligné au préambule (ii), préciser le lien entre ces concepts ainsi que ce qui les distingue. Veuillez fournir, sous forme de tableau, leur valeur respective au 31 décembre 2015, 2016 et 2017, ainsi qu'au 30 avril et au 31 octobre 2016 et 2017.

Réponse :

9 **L'ensemble des valeurs demandées aux différentes dates est présenté dans**
 10 **les tableaux R-19.3 A et B. Ces tableaux permettent de faire le lien entre le**
 11 **concept d'encaissements et de décaissements, le concept de volume**
 12 **d'encaissement cumulé et celui de volume moyen d'encaissement cumulé.**
 13 **Dans ces deux tableaux, les données réelles sont présentées dans les trois**
 14 **colonnes de gauche, alors que les trois colonnes de droite présentent les**
 15 **données projetées. La première colonne montre les encaissements et**
 16 **décaissements, qui sont des flux périodiques associés à la gestion du risque**
 17 **de crédit. La deuxième colonne réfère au volume d'encaissement cumulé ou**
 18 **« solde à la fin du mois ». Enfin, la troisième colonne présente la moyenne des**

- 1 **13 soldes (décembre de l'année précédente à décembre de l'année courante),**
2 **soit le volume moyen d'encaissement cumulé.**

TABLEAU R-19.3A :
ENTENTES D'ATTÉNUATION DU RISQUE DE CRÉDIT
ENCAISSEMENTS / DÉCAISSEMENTS
RÉEL 2015-2016 ET PROJETÉ 2016-2017 (M\$)

	<u>Encaissements</u> <u>(décaissements)</u>	<u>Solde à la</u> <u>fin du mois</u>	<u>Moyenne</u> <u>13 soldes</u>	<u>Encaissements</u> <u>(décaissements)</u>	<u>Solde à la</u> <u>fin du mois</u>	<u>Moyenne</u> <u>13 soldes</u>
	Réel 2015-2016			Projeté au 31 octobre 2015 pour l'année 2016		
Solde créditeur au 31 décembre 2014		508,0				
Janvier à octobre 2015	1 168,2	1 676,2		-	1 676,2	
Novembre 2015	34,2	1 710,4		-	1 676,2	
Décembre 2015	620,0	2 330,4		-	1 676,2	
Encaissements (Décaissements) annuels	1 822,4			-		
<u>Année 2016</u>						
Janvier 2016	243,6	2 574,0		-	1 676,2	
Février 2016	(372,4)	2 201,6		-	1 676,2	
Mars 2016	(324,0)	1 877,6		-	1 676,2	
Avril 2016	(385,0)	1 492,6		-	1 676,2	
Mai 2016	289,0	1 781,6		-	1 676,2	
Juin 2016	(12,5)	1 769,1		-	1 676,2	
Juillet 2016	172,5	1 941,6		-	1 676,2	
Août 2016	(218,6)	1 723,0		-	1 676,2	
Septembre 2016	(20,2)	1 702,8		-	1 676,2	
Octobre 2016	295,4	1 998,2		-	1 676,2	
Novembre 2016	(234,7)	1 763,5		-	1 676,2	
Décembre 2016	(214,2)	1 549,3	1 900,4	-	1 676,2	1 676,2
Encaissements (Décaissements) annuels	(781,1)			-		
				Projeté au 30 avril 2016 pour l'année 2017		
						1 492,6
				Projeté au 31 octobre 2016 pour l'année 2017		
						1 998,2

TABLEAU R-19.3B :
ENTENTES D'ATTÉNUATION DU RISQUE DE CRÉDIT
ENCAISSEMENTS / DÉCAISSEMENTS
RÉEL 2016-2017 ET PROJETÉ 2017-2018 (M\$)

	<u>Encaissements</u> <u>(décaissements)</u>	<u>Solde à la</u> <u>fin du mois</u>	<u>Moyenne</u> <u>13 soldes</u>	<u>Encaissements</u> <u>(décaissements)</u>	<u>Solde à la</u> <u>fin du mois</u>	<u>Moyenne</u> <u>13 soldes</u>
	Réel 2016-2017			Projeté au 31 octobre 2016 pour l'année 2017		
Solde créditeur au 31 décembre 2015		2 330,4				
Janvier à octobre 2016	(332,2)	1 998,2		-	1 998,2	
Novembre 2016	(234,7)	1 763,5		-	1 998,2	
Décembre 2016	(214,2)	1 549,3		-	1 998,2	
Encaissements (Décaissements) annuels	(781,1)			-		
<u>Année 2017</u>						
Janvier 2017	(121,6)	1 427,7		-	1 998,2	
Février 2017	(333,7)	1 094,0		-	1 998,2	
Mars 2017	323,3	1 417,3		-	1 998,2	
Avril 2017	376,4	1 793,7		-	1 998,2	
Mai 2017	(155,3)	1 638,4		-	1 998,2	
Juin 2017	(144,5)	1 493,9		-	1 998,2	
Juillet 2017	(516,3)	977,6		-	1 998,2	
Août 2017	(147,9)	829,7		-	1 998,2	
Septembre 2017	31,0	860,7		-	1 998,2	
Octobre 2017	30,6	891,3		-	1 998,2	
Novembre 2017	139,9	1 031,2		-	1 998,2	
Décembre 2017	(113,2)	918,0	1 224,8	-	1 998,2	1 998,2
Encaissements (Décaissements) annuels	(631,3)			-		
				Projeté au 30 avril 2017 pour l'année 2018		
						1 793,7
				Projeté au 31 octobre 2017 pour l'année 2018		
						891,3

19.4 Veuillez préciser si l'effet de volume et de composition de la dette découlant principalement des sommes qui ont été décaissés en vertu d'ententes d'atténuation du risque de crédit, tel que souligné au préambule (i), fait référence aux

décaissements du premier paragraphe du préambule (ii) ou au volume moyen d'encaissement cumulé réel du troisième paragraphe. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **L'effet de volume et de composition fait référence au volume moyen**
2 **d'encaissement cumulé, soit la moyenne 13 soldes des flux associés à la**
3 **gestion du risque de crédit. Selon la définition du coût moyen de la dette,**
4 **cette moyenne représente les fonds disponibles pour l'année.**

19.5 Veuillez expliquer ce que représente la ligne « *Instruments dérivés* » au Tableau 1 de la référence (iv) et comment ce solde est lié aux encaissements, décaissements et volume moyen d'encaissement cumulé réel du préambule (ii).

Réponse :

5 **La ligne *Instruments dérivés* du tableau 1 de la référence inclut les swaps et**
6 **les contrats à terme transigés pour gérer les risques à long terme associés à**
7 **la dette ainsi que les soldes des encaissements et décaissements associés à**
8 **la gestion du risque de crédit. Le tableau R-19.5 présente la ligne *Instruments***
9 ***dérivés*, comme celle présentée au tableau 1, et distingue par la suite les**
10 **soldes associés à la gestion du risque de crédit.**

TABLEAU R-19.5 :
INSTRUMENTS DÉRIVÉS (M\$)

	31-déc-16	31-janv-17	28-févr-17	31-mars-17	30-avr-17	31-mai-17	30-juin-17	31-juil-17	31-août-17	30-sept-17	31-oct-17	30-nov-17	31-déc-17	Moyenne 13 soldes
Instruments dérivés incluant le Solde des encaissements associés à la gestion du risque de crédit	-73	170	-355	-61	-61	-77	174	56	-175	-101	-298	-92	47	-65
Solde des encaissements associés à la gestion du risque de crédit	1 549	1 428	1 094	1 417	1 794	1 638	1 494	978	830	861	891	1 031	918	1 225
Instruments dérivés excluant le Solde des encaissements associés à la gestion du risque de crédit	-1 622	-1 258	-1 449	-1 478	-1 855	-1 715	-1 320	-922	-1 005	-961	-1 189	-1 123	-871	-1 290

- 20. Références :**
- (i) R-3980-2016, pièce [B-0020](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0051](#), p. 7;
 - (iii) Rapport annuel 2017 d'Hydro-Québec, p. 25;
 - (iv) Rapport annuel 2016, pièce HQD-8, document 1, p. 7;
 - (v) Pièce [B-0051](#), p. 6.

Préambule :

(i) « *Le coût de la dette correspond au ratio des frais financiers sur les montants associés à la dette et aux swaps susceptibles d'avoir financé les actifs.*

Hydro-Québec rappelle qu'elle réalise son financement et gère sa dette selon une approche corporative intégrée, tel qu'il a été approuvé par la Régie dans la décision D-2003-93.

Le coût de la dette est ajusté pour tenir compte de l'effet du financement spécifique des comptes d'écart et de reports (« CER ») du Distributeur et du Transporteur. Le coût de la dette non ajusté représente le coût de la dette intégrée de référence d'Hydro-Québec. » [nous soulignons]

(ii) « L'écart pour 2017 de 0,125 % entre le coût moyen de la dette réalisé et celui autorisé s'explique par la hausse des taux d'intérêt (+0,028 %) ainsi que par un effet de volume et de composition de la dette (+0,097 %). Ce dernier effet découle principalement des sommes qui ont été décaissées en vertu d'ententes d'atténuation du risque de crédit. La dette liée à ces ententes porte intérêt à un taux variable, inférieur au coût moyen de la dette intégrée. Ainsi, les décaissements, ou remboursements de celle-ci, ont un effet à la hausse sur le coût moyen de la dette. » [nous soulignons]

(iii) « Les frais financiers ont totalisé 2 513 M\$ en 2017, comparativement à 2 532 M\$ l'exercice précédent. Cette baisse s'explique notamment par l'effet sur le fonds de roulement libellé en dollars américains des opérations de couverture réalisées par l'entreprise dans le cadre de la gestion des risques liés au taux de change. » [nous soulignons]

(iv) À partir des rapports annuels du Distributeur de 2016 et de 2017 ainsi que des rapports annuels d'Hydro-Québec pour 2016 et 2017, la Régie a produit les tableaux suivants :

Coût de la dette (M\$) - Hydro-Québec		2015	2016	2017	2017
		Réel	Réel	Réel	Variation /2016
1	Numérateur - Frais financiers (note 6)		2 532	2 513	-19
2	Intérêts sur titres d'emprunt		2 510	2 532	22
3	Perte nette de change		32	10	-22
4	Frais de garantie relatifs aux titres d'emprunt		218	217	-1
5			2 760	2 759	-1
6	- Frais financiers capitalisés		194	203	9
7	Revenu net de placement		34	43	9
8			228	246	18
9	Dénominateur (notes 12 et 14)	45 983	45 909	45 259	-650
10	Dettes à long terme	43 613	44 218	43 825	-393
11	Dettes à perpétuité	311	293	251	-42
12	Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	2 059	1 398	1 183	-215
13	Taux moyen de la dette (moyenne 2 so ldes fin d'année)		5,511%	5,513%	0,002%

Sources : Rapports annuels 2016 et 2017 d'Hydro-Québec

	2016 Réel	2017		Écart vs. Autorisé	2017 Variation /2016
		Autorisé	Réel		
Coût de la dette (M\$) - Hydro-Québec Distribution					
1 Numérateur - Frais financiers	2 649	2 685	2 675	-11	26
2 Intérêts nets sur dette à long terme (LT)	2 431	2 470	2 459	-11	28
3 + Frais de garantie	218	215	216	0	-2
4 Dénominateur - Valeur ajustée de la dette et des swaps	42 839	43 325	42 302	-1 023	-537
5 Dette à long terme et swaps	43 213	43 717	42 920	-797	-293
6 - Éléments dans valeur de la dette et des swaps n'ayant pas contribué à financer les actifs	374	393	618	225	244
7 Cumul des résultats étendus	-51	-89	138	227	189
8 Solde des radiations - norme 1650	766	762	758	-3	-8
9 Solde des radiations - nouvelles normes 2007	-20	-19	-18	1	2
10 Solde des autres éléments	-320	-261	-260	2	60
11 Taux moyen de la dette à LT (moyenne 13 soldes, ajusté pour CER)	6,183%	6,198%	6,323%	0,125%	0,140%

Sources : Rapports annuels 2016 et 2017 du Distributeur, pièce HQD-8, document 1, p. 7.

En comparant les résultats de l'année 2017 à ceux de l'année 2016, la Régie note une augmentation des frais financiers de 26 M\$ selon les rapports annuels du Distributeur et une hausse du taux moyen de la dette à long terme de 14 points de base de 2016 à 2017. Au rapport annuel d'Hydro-Québec, la Régie note plutôt une diminution des frais financiers de 19 M\$ et une hausse très modeste du taux moyen de la dette totale, soit de 0,2 point de base.

La Régie comprend que les frais financiers d'Hydro-Québec incluent ceux de la dette à moins d'un an, contrairement au Distributeur, et que le coût de la dette à long terme chez le Distributeur est calculé à partir des soldes 13 mois, ajusté pour les CER, ce qui fait que les résultats ne sont pas tout à fait comparables. Ces différences, selon la Régie, n'expliquent toutefois pas l'essentiel de l'écart observé au paragraphe précédent.

Demandes :

20.1 À l'instar de l'explication donnée au préambule (ii) concernant le coût moyen réel de la dette en 2017 par rapport au coût autorisé, veuillez expliquer et commenter la variation du coût de la dette du Distributeur en 2017 par rapport à celui réalisé en 2016.

Réponse :

1 **L'écart entre le coût moyen de la dette 2017 et celui de 2016 est de 0,140 %.**
 2 **L'augmentation des taux d'intérêt variables entre ces deux années explique**
 3 **0,039 % de cet écart. Parmi les autres effets, qui totalisent une hausse de**
 4 **0,101 %, les décaissements associés à la gestion du risque de crédit est**
 5 **l'élément le plus important, créant une augmentation de 0,091 %.**

20.2 Considérant qu'Hydro-Québec gère sa dette selon une approche corporative intégrée, tel que souligné au préambule (i), veuillez expliquer comment l'utilisation des instruments dérivés afin de couvrir le risque de change et pour gérer la part de la dette à taux fixe et à taux flottant, semble avoir un impact différent pour le Distributeur que chez Hydro-Québec dans son ensemble, tel qu'observé aux préambules (iii) et (iv). Veuillez préciser si l'explication soulignée au préambule (ii) s'applique également

à Hydro-Québec dans sa gestion intégrée et se reflète dans ses états financiers. Veuillez commenter.

Réponse :

1 Dans cet exercice de comparaison entre les résultats du Distributeur et
2 d'Hydro-Québec, il faut se référer à la définition des éléments composant le
3 numérateur du coût de la dette, tels qu'ils sont définis aux fins
4 réglementaires¹⁵. Entre autres éléments, il faut exclure du calcul du taux
5 moyen de la dette présenté au préambule (iv), les frais financiers capitalisés,
6 le revenu net découlant des placements à court terme ainsi que les gains ou
7 pertes de change sur le fonds de roulement. Ces derniers expliquent la baisse
8 des frais financiers d'Hydro-Québec de 2017 comparativement à 2016 comme
9 mentionné au préambule (iii).

10 Quant au préambule (ii), le coût de la dette du Distributeur étant le coût de la
11 dette intégrée d'Hydro-Québec, son calcul inclut la totalité des transactions
12 associées à la gestion du risque de crédit d'Hydro-Québec. Pour cette raison,
13 les explications soulignées au préambule (ii) demeurent vraies pour Hydro-
14 Québec dans sa gestion intégrée de la dette. Toutefois, ce préambule explique
15 une hausse du coût de la dette du Distributeur entre les taux autorisé et réel
16 de 2017.

20.3 Veuillez expliquer le traitement différent de la perte nette de change inclus dans les frais financiers dans le rapport annuel d'Hydro-Québec mais non inclus dans les frais financiers au rapport annuel du Distributeur.

Réponse :

17 La perte nette de change incluse dans les frais financiers de l'année 2017 au
18 rapport annuel d'Hydro-Québec, est évaluée à 10 M\$. Elle est attribuable aux
19 éléments du fonds de roulement, et spécifiquement exclue de la définition du
20 coût de la dette¹⁶. Pour l'année 2016, la perte nette de change s'élève à 32 M\$.
21 De cette somme, une perte de 39 M\$ découle aussi de la conversion du fonds
22 de roulement et est exclue du calcul du coût de la dette. Toutefois, un gain de
23 change de 7 M\$ a été inclus au numérateur du coût de la dette de 2016,
24 puisqu'il a été réalisé lors de l'échéance d'une dette à long terme. Ce gain est
25 inclus à la ligne Intérêts sur dettes à long terme du tableau 2 du Rapport
26 annuel 2016 du Distributeur, à la pièce HQD-8, document 1.

¹⁵ Dossier R-4011-2017, pièce HQD-4 (B-0017), document 3.2, p. 23.

¹⁶ Idem, page 23.

20.4 Veuillez expliquer à quoi est dû l'écart entre le cumul des résultats étendus de 138 M\$ en 2017, par rapport à -89 M\$ autorisé pour 2017 et -51 M\$ en 2016, tel qu'il apparaît à la ligne 7 du second tableau du préambule (iv).

Réponse :

1 **Les instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur à la date du bilan.**
2 **Les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les résultats au**
3 **cours de la période où elles se produisent, à moins qu'il s'agisse**
4 **d'instruments dérivés désignés comme couvertures dans une relation de**
5 **couverture de flux de trésorerie. Dans cette situation, ces variations sont**
6 **comptabilisées au cumul des résultats étendus.**

7 **Ainsi, l'écart entre le cumul des résultats étendus de 138 M\$ en 2017, par**
8 **rapport au montant de -89 M\$ autorisé pour 2017 et -51 M\$ en 2016 est dû aux**
9 **variations de juste valeur.**

10 **Il est important de noter que l'impact sur le dénominateur de ces variations**
11 **est pratiquement nul puisque les variations du cumul des résultats étendus**
12 **compensent l'effet des variations des instruments dérivés.**

20.5 Veuillez concilier le montant de la dette et instruments dérivés à long de 42 961 M\$ au 31 décembre 2017, tel qu'il apparaît au Tableau 1 de la référence (v), avec le montant de dette à long terme de 43 825 M\$ du premier tableau du préambule (iv).

Réponse :

13 **Le tableau R-20.5 concilie les données demandées.**

TABLEAU R-20.5 :
DETTE À LONG TERME AU 31 DÉCEMBRE 2017 - CONCILIATION (M\$)

<u>Tableau 1, Pièce B-0051. p. 6.</u>		
Dettes et instruments dérivés		42 961
Moins:		
Instruments dérivés		47
Dettes au 31 décembre 2017 aux fins du coût de la dette		42 914
 <u>Rapport annuel 2017 d'Hydro-Québec</u>		
Dettes à long terme		43 825
Plus:		
Tranche à moins d'un an	1 183	
Fonds d'amortissement	(731)	452
Moins:		
Passifs afférents aux ententes conclues avec des communautés locales		1 363
		42 914

20.6 Veuillez indiquer si le Distributeur a des objections à fournir dans son rapport annuel, en plus de la comparaison des résultats annuels réalisés par rapport au rendement autorisé par la Régie, les résultats réels de l'année par rapport à l'année précédente, accompagnés des explications quant aux variations annuelles. Si oui, veuillez commenter.

Réponse :

1 **Dans sa décision D-2004-47 concernant les informations à présenter dans le**
 2 **rapport annuel, la Régie énonce que l'information requise dans le cadre de**
 3 **l'article 75 vise à comparer les résultats historiques réels aux données**
 4 **prévisionnelles utilisées dans l'établissement des tarifs. Le Distributeur, qui**

1 partage cette vision, a ainsi déposé au fil des ans, dans le contexte du coût de
2 service, les explications relatives aux écarts réels – autorisés.

3 Le Distributeur comprend que la demande actuelle de la Régie s'inscrit dans
4 le contexte du nouveau cadre réglementaire, soit celui du mécanisme de
5 réglementation incitative (MRI) et plus particulièrement celui d'une formule
6 d'indexation. Dans ce nouveau contexte, la compréhension du Distributeur
7 demeure la même quant à l'information à fournir dans le rapport annuel à la
8 Régie : l'information à fournir dans le cadre de l'article 75 vise toujours à
9 comparer les résultats historiques réels aux données prévisionnelles utilisées
10 dans l'établissement des tarifs, le changement de cadre réglementaire ne
11 remettant pas en cause l'objectif du rapport annuel.

12 Dans ce contexte, le Distributeur n'estime pas opportun de procéder à la
13 comparaison des résultats réels de l'année par rapport à ceux de l'année
14 précédente et s'y objecte.

15 En effet, le Distributeur tient à rappeler que dans la décision D-2017-043, la
16 Régie énonce au paragraphe 231 : «... qu'il faut envisager l'inclusion des
17 éléments couverts par la formule d'indexation avec une vision d'ensemble
18 plutôt qu'avec une approche « ligne par ligne. » De plus, elle ajoute : «... qu'il
19 peut arriver qu'un item dont la croissance historique ou prévue est plus faible
20 vienne compenser un autre item dont la croissance historique ou prévue est
21 plus forte que la croissance générale de la formule d'indexation. »

22 De là, de même que de la décision de la Régie d'intégrer les charges
23 d'exploitation, les taxes, les frais corporatifs, l'amortissement et le rendement
24 à la formule d'indexation, le Distributeur comprend que la Régie lui accorde
25 une enveloppe globale lui permettant de couvrir ses besoins annuels pour ces
26 éléments et dont l'utilisation relève de son contrôle de gestion.

27 Or, le Distributeur comprend par ailleurs que la comparaison réel – réel
28 qu'évoque la Régie induirait une comparaison élément par élément des
29 constituants de l'enveloppe globale, ce qui contrevient, selon lui, aux notions
30 de vision d'ensemble et de compensation possible des divers éléments entre
31 eux. De là, le Distributeur serait amené à produire des explications sans utilité
32 pour la Régie, voire des justifications qui n'ont pas lieu d'être selon lui, car
33 sans rapport aux données prévisionnelles utilisées dans l'établissement des
34 tarifs par la Régie, et potentiellement en porte-à-faux par rapport au libre-
35 arbitre qu'il est désormais appelé à exercer dans l'utilisation de l'enveloppe
36 qui lui est consentie.

INDICATEUR DE PERFORMANCE

- 21. Références :** (i) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-12, doc. 1](#), p. 45;
(ii) Pièce [B-0056](#), p. 9.

Préambule :

(i) À la référence (i), la Régie demandait au Distributeur d'élaborer sur les facteurs pouvant expliquer la détérioration de l'indice de continuité normalisé des années 2015 et 2016. Le Distributeur répondait :

« Depuis quelques années, le Distributeur observe une tendance à la hausse du taux de pannes aux 100 km reliés à la végétation. [...] »

Le Distributeur observe également une tendance à la hausse des défaillances d'équipement. L'âge de ses équipements et la croissance de la demande sur les lignes existantes pourraient expliquer en partie cette tendance. Une analyse est en cours pour bien caractériser les causes et les actions à entreprendre. »

(ii) Dans le présent dossier, le Distributeur indique :

« L'IC normalisé est en hausse de 13 % en 2017 par rapport à 2016. De plus, il est supérieur à la moyenne des 5 dernières années. Le nombre de pannes ayant pour cause la défaillance d'équipements et la végétation est en augmentation depuis quelques années. Des analyses sont en cours pour mieux comprendre les causes et identifier les actions à prendre afin d'améliorer la fiabilité du réseau. »

Demande :

21.1 Compte tenu de l'évolution de l'indice de continuité normalisé, le Distributeur envisage-t-il de déposer lors du prochain dossier tarifaire, le résultat des analyses dont il fait mention dans le préambule (ii) ? Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur a déjà identifié la végétation comme une cause importante de**
2 **l'évolution de l'indice de continuité normalisé. Il a d'ailleurs sensibilisé la**
3 **Régie à la nécessité d'accroître les efforts en maîtrise de la végétation au**
4 **cours des prochaines années dans son dossier tarifaire R-4011-2017 (pièce**
5 **HQD-8, document 1 [B-0025], annexe B). Le Distributeur poursuit ses analyses**
6 **pour mieux comprendre les autres causes liées à la hausse de l'indice de**
7 **continuité.**

8 **Afin d'avoir une vision plus complète de la fiabilité du service électrique, le**
9 **Distributeur propose, dans son dossier R-4057-2018¹⁷, le suivi de deux**
10 **nouveaux indicateurs, soit la *Durée moyenne des interruptions par client***

¹⁷ Dossier R-4057-2018, pièce HQD-2, document 1 (B-0008).

1 (basse et moyenne tensions) et le Nombre de pannes basse tension. Ces
2 indicateurs seront utiles pour poser un diagnostic de l'évolution de la fiabilité
3 du service électrique.

4 Le Distributeur poursuit ses analyses des causes afin de cibler les actions à
5 mettre en œuvre afin d'améliorer la fiabilité de son service.

HISTORIQUE DES DONNÉES 2013-2017

22. Référence : Pièce [B-0059](#).

Préambule :

HISTORIQUE DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR TARIFS (GWh) 2013 À 2017

	2013	2014	2015	2016	2017
D (1)	60 616	62 715	61 518	60 159	60 647
DM	2 342	2 352	2 288	2 212	2 185
DP					883
DT	3 025	3 007	2 752	2 694	2 616
G (2)	11 188	10 399	9 636	9 432	9 522
G9 (3)	984	990	1 019	1 049	1 100
M (4)	28 830	29 911	30 782	31 032	31 134
LG		8 747	8 682	8 612	8 753
H	8	8	8	8	7
L (5)	38 718	30 509	29 601	27 335	27 018
Contrats spéciaux	26 253	24 983	24 377	26 127	26 480
Éclairage (6)	599	602	600	585	579
Total	172 543	174 223	171 263	169 245	170 703

HISTORIQUE DES PRODUITS DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR TARIFS (M\$) 2013 À 2017

	2013	2014	2015	2016	2017
D (1)	4 474	4 804	4 871	4 838	4 908
DM	171	176	176	172	171
DP					61
DT	180	190	188	159	159
G (2)	1 043	1 009	970	966	966
G9 (3)	122	126	132	138	145
M (4)	2 145	2 305	2 449	2 505	2 525
LG		480	492	495	508
H	1	1	1	1	1
L (5)	1 833	1 438	1 425	1 331	1 319
Contrats spéciaux	802	811	888	919	1 016
Éclairage (6)	58	59	61	60	60
Rabais sur ventes - Clientèle MFR (5)	(5)	(8)	(11)	(12)	(12)
Total	10 822	11 391	11 640	11 570	11 825

**HISTORIQUE DES PRODUITS UNITAIRES MOYENS PAR TARIFS (¢/kWh)
2013 À 2017**

	2013	2014	2015	2016	2017
D (1)	7,38	7,66	7,92	8,04	8,09
DM	7,30	7,48	7,69	7,78	7,83
DP					9,20
DT	5,95	6,32	6,78	5,90	6,08
G (2)	9,34	9,70	10,07	10,24	10,14
G9 (3)	12,40	12,73	12,95	13,16	13,18
M (4)	7,44	7,71	7,96	8,07	8,11
LG		5,49	5,67	5,75	5,80
H	11,00	10,86	11,27	11,35	11,43
L (5)	4,73	4,71	4,81	4,87	4,88
Contrats spéciaux	3,05	3,25	3,64	3,52	3,84
Eclairage (6)	9,35	9,80	10,17	10,26	10,38

**HISTORIQUE DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR SECTEURS (GWh)
2013 À 2017**

	2013	2014	2015	2016	2017
Résidentiel	65 983	68 074	66 558	65 065	66 111
Commercial, institutionnel et petits industriels	44 620	45 189	45 335	45 483	45 816
Grands clients industriels	56 855	55 738	54 200	53 635	53 699
Autres	5 085	5 222	5 170	5 062	5 077
Total	172 543	174 223	171 263	169 245	170 703

Demandes :

- 22.1 Veuillez ajouter à la présente section du rapport annuel les données de contribution en puissance à la pointe par secteurs et par tarifs et ventiler les produits des ventes entre les revenus des ventes d'énergie et les revenus en puissance facturée.

Réponse :

1 Le Distributeur souhaite d'abord souligner que ce ne sont pas tous les
2 compteurs qui permettent d'enregistrer les données horaires de
3 consommation. De plus, aux fins de la facturation, la puissance facturée (si
4 applicable) correspond au maximum entre la pointe propre ou la puissance à
5 facturer minimale du client et ne nécessite pas de conserver les données de
6 consommation horaire historique. Sans les données de consommation
7 horaires de tous les clients, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir la
8 contribution en puissance à la pointe par secteurs et par tarifs.

9 En outre, en ce qui touche la ventilation des revenus des ventes entre
10 l'énergie et la puissance, il n'est pas possible de fournir un tel détail. En effet,
11 l'obtention de cette information exigerait du développement informatique, ce
12 qui est impossible à réaliser dans le délai imparti. Par ailleurs, le Distributeur
13 est d'avis qu'une telle ventilation se révélerait d'une utilité relative compte
14 tenu du fait que pour certains tarifs il n'y a pas de facturation de la puissance
15 (par exemple, tarif D).

22.2 Veuillez élaborer sur la possibilité de fournir ce portrait dans les prochains rapports annuels.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 22.1.**

SUIVI DES ACTIVITÉS PROMOTIONNELLES

23. **Références :** (i) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-10, document 4](#), p. 7;
(ii) Pièce [B-0061](#), p. 6;
(iii) Décision [D-2017-118](#), p. 23.

Préambule :

(i) « Un des objectifs du projet pilote était de déterminer les ajustements à apporter aux procédures et aux systèmes pour traiter adéquatement les demandes des clients. Au cours du projet pilote, les problèmes empêchant le traitement de la demande d'abonnement avec succès par le libre-service sur le Web ont été plus nombreux que prévus.

Certaines demandes d'abonnement n'ont pu être complétées par les clients sur le Web pour des raisons techniques. L'entrée d'une adresse non reconnue par le système, d'un numéro d'assurance sociale non valide ou non fourni, un lieu de consommation visé par un défaut de paiement, ainsi que le chevauchement ou un écart entre les dates d'emménagement et de déménagement sont des exemples de problèmes rencontrés par les clients qui ont dû téléphoner pour finaliser leur demande.

Dans le cadre du projet pilote, le Distributeur n'a pas facturé de frais d'abonnement aux clients visés par ces problèmes techniques. [...]

Les problèmes associés au manque de clarté, aux erreurs d'adresse dans le libre-service ou aux lieux de consommation pour lesquels le client est en défaut de paiement seront corrigés avant la prochaine pointe de déménagements-emménagements de juillet 2017. Toutefois certains problèmes rencontrés par les clients ne seront pas rectifiés comme par exemple, l'impossibilité de compléter la demande en ligne lorsque le numéro d'assurance sociale (NAS) n'est pas fourni puisqu'il s'agit d'un renseignement obligatoire à la conclusion d'une demande d'abonnement en vertu des CSÉ. » [nous soulignons]

(ii) « À la suite du projet pilote de 2016, certains problèmes empêchant le traitement de la demande d'abonnement avec succès par le libre-service sur le Web ont été corrigés. Des ajustements au libre-service ont permis de traiter plus de transactions avec succès. Toutefois, quelques 20 % des demandes d'abonnement réalisées au moyen du libre-service sur le Web n'ont pu être complétées par les clients pour des raisons techniques ou parce que le client n'était pas éligible. Comme lors du projet pilote de 2016, le Distributeur constate qu'un numéro d'assurance sociale (NAS) non valide ou non fourni, un lieu de consommation

visé par un défaut de paiement sont des exemples de problèmes rencontrés par les clients qui ont dû téléphoner pour finaliser leur demande.

Dans le cadre du projet pilote, le Distributeur n'a pas facturé de frais d'abonnement aux clients visés par ces problèmes techniques ou blocages. »

« Le nombre de transactions complétées par téléphone est plus élevée que lors du projet pilote de 2016 et s'explique par un taux de pénétration plus élevé du Web (27 % vs 17 % en 2016) et par la durée du projet pilote (13 semaines de plus en 2017). Aucune nouvelle cause technique n'a été identifiée comme étant la cause de ces appels.

Le Distributeur rappelle que certains problèmes rencontrés par les clients lors de leur demande ne seront pas rectifiés. Un exemple est l'impossibilité de compléter la demande en ligne lorsque le NAS n'est pas fourni puisqu'il s'agit d'un renseignement obligatoire à la conclusion d'une demande d'abonnement en vertu des CS. » [nous soulignons]

(iii) « [70] La Régie considère également que le Distributeur simplifie ses frais en proposant des frais uniques de 25 \$ pour les demandes d'abonnement effectuées autrement qu'à l'aide des livres-services, alors qu'actuellement les frais d'ouverture de dossier sont fixés à 50 \$ et les frais de gestion de dossier à 20 \$. La Régie retient que les frais uniques proposés sont avantageux pour la clientèle dans son ensemble.

[71] Enfin, lorsqu'il ne sera pas possible d'utiliser les livres-services pour une raison liée au Distributeur, la Régie note qu'aucuns frais ne seront facturés.

[72] La Régie est d'avis que les propositions du Distributeur relatives aux frais applicables lors d'une demande d'abonnement sont justifiées et raisonnables. En conséquence, elle approuve ces propositions. » [note de bas de page omises] [nous soulignons]

(iv) À partir des tableaux 2 et 3 des pièces HQD-10, document 4 des rapports annuels du Distributeur de 2016 et de 2017, la Régie a produit le tableau suivant :

	2016		2017	Var. 2017/2016	
Transactions complétées par téléphone en raison de problèmes techniques:					
Nombre de transactions	16 395	11%	46 146	20%	181%
Total des frais crédités	471 570 \$		1 340 970 \$		184%
Transactions complétées sur le Web:					
Nombre de transactions	132 557	89%	181 906	80%	37%
Total des frais crédités	4 663 990 \$		6 194 750 \$		33%
Total des transactions (ligne 1 + ligne 3)	148 952	100%	228 052	100%	53%
Total des frais crédités (ligne 2 + ligne 4)	5 135 560 \$		7 535 720 \$		47%
Transactions complétées sur les autres canaux	322 472		437 952		36%
Nombre total de transactions	455 029		619 858		36%

En comparant les résultats de l'année 2017 à ceux de l'année 2016, la Régie constate que l'augmentation de 37 % du nombre de transactions complétées sur le web est similaire à l'augmentation de 36 % du nombre total de transactions et du nombre de transactions complétées sur les autres canaux. Par contre, la part des transactions complétées par

téléphone en raison de problèmes techniques est passé de 11 % à 20 %, et leur nombre a augmenté de 181 %.

La Régie comprend que selon les nouvelles dispositions à l'article 2.1 des CS, le total des frais crédités, malgré que les transactions n'ont pas été complétées sur le web, aurait été de 1 153 650 \$ sur une base pro-forma des nouveaux frais de 25 \$.

Demandes :

23.1 Considérant qu'aucune nouvelle cause technique n'a été identifiée pour expliquer la hausse de 181 % des transactions complétées par téléphone en raison de problèmes techniques, tel que souligné au préambule (ii), veuillez fournir la ventilation du nombre de transactions non complétées sur le Web pour chacune des raisons techniques expliquant pourquoi ces demandes n'ont pu être complétées sur le Web par les clients, tel qu'identifiées au préambule (i), pour les années 2016 et 2017. Veuillez commenter.

Réponse :

1 **Les problèmes techniques auxquels faisaient référence le Distributeur dans le**
2 **suivi des projets pilotes sont, soit liés à la configuration informatique comme**
3 **une adresse non-reconnue par le système, soit ont trait aux conditions**
4 **d'éligibilité pour conclure un nouvel abonnement.**

5 **Le tableau R-23.1 présente la ventilation du nombre de transactions non**
6 **complétées sur le Web pour chacune des raisons techniques.**

TABLEAU R-23.1 :
TRANSACTIONS COMPLÉTÉES PAR TÉLÉPHONE EN RAISON DE PROBLÈMES TECHNIQUES
PAR TYPE DE CAUSES

TYPE DE CAUSE	2016		2017	
	Nombre de transactions	%	Nombre de transactions	%
Éligibilité				
Recouvrement	9 422	57 %	18 598	40 %
NAS fourni déjà présent dans les dossiers du Distributeur	1 089	7 %	6 249	14 %
Modification refusée de la date d'emménagement	579	3 %	3 067	6 %
Date refusée	298	2 %	1 118	2 %
Lieu visé par l'emménagement en voie d'interruption	90	1 %	386	1 %
Lieu visé par l'emménagement sans service depuis plus de 12 mois	67	0 %	306	1 %
Sous-total	11 545	70 %	29 724	64 %
Configuration informatique				
Emménagement déjà signalé pour ce même lieu	3 431	21 %	9 988	22 %
Problèmes techniques	1 418	9 %	6 433	14 %
Sous-total	4 849	30 %	16 421	36 %
Total	16 395	100 %	46 146	100 %

23.2 Considérant qu'un des objectifs du projet pilote lancé en 2016 était de déterminer les ajustements à apporter aux procédures et aux systèmes pour traiter adéquatement les demandes des clients, tel que souligné au préambule (i), veuillez expliquer l'augmentation, plutôt que la réduction anticipée, de la proportion des transactions complétées par téléphone en raison de problèmes techniques. Veuillez préciser l'objectif que se donne le Distributeur pour l'année 2018 quant à la part des transactions complétées par téléphone en raison de problèmes techniques, par rapport aux 11 % et 20 % enregistrés en 2016 et 2017 respectivement. Veuillez commenter.

Réponse :

- 1 **L'activité promotionnelle a été un succès tant en 2016 qu'en 2017 en ce qui a**
- 2 **trait à l'augmentation du nombre de transactions complétées par le libre-**
- 3 **service Web. Le tableau R-23.1 montre que la majorité des transactions qui**
- 4 **ont dû être complétées par téléphone, à la suite d'une demande d'abonnement**

1 **réalisée au moyen du libre-service sur le Web, dans le cadre des projets pilote**
2 **de 2016 et 2017, l'ont été pour des raisons liées aux conditions pour conclure**
3 **un nouvel abonnement.**

4 **Ces transactions sont des exceptions qui demandent un traitement**
5 **complémentaire par un représentant. Ces exceptions ne pourront pas être**
6 **éliminées, comme par exemple les cas où le client veut conclure un nouvel**
7 **abonnement alors qu'un solde est dû.**

8 **Le Distributeur souhaite maintenir ces conditions afin d'assurer l'intégrité des**
9 **informations liées aux emménagements et le respect des conditions de**
10 **service. Il s'agit toutefois de cas d'exception.**

11 **Néanmoins, le Distributeur effectuera en 2018 une analyse pour vérifier le**
12 **traitement de certaines conditions d'éligibilité pour évaluer si les règles**
13 **instaurées peuvent être assouplies dans le respect des Conditions de service**
14 **en vigueur.**

23.3 **Considérant la forte hausse de 184 % des frais crédités pour des transactions**
 complétées par téléphone en raison de problèmes techniques, à plus de 1,34 M\$ en
 2017 tel que constaté au préambule (iv), veuillez préciser comment le Distributeur
 entend appliquer la condition d'impossibilité d'utiliser les libres-services pour une
 raison liée au Distributeur, soulignée au préambule (iii), et indiquer quelles causes
 empêchant le traitement de la demande d'abonnement avec succès par le libre-
 service sur le Web donneront droit aux frais crédités, et quelles sont celles qui n'y
 donneront pas droit, s'il y a lieu.

Réponse :

15 **Toutes les causes empêchant le traitement de la demande d'abonnement sur**
16 **le Web, qu'elles soient liées à la configuration informatique ou à l'éligibilité du**
17 **client, donnent droit aux frais crédités. Pour le détail des causes, voir la**
18 **réponse à la question 1.1.**