

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3
DE LA RÉGIE**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION (LE DISTRIBUTEUR)
SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2018-2019

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

1. **Référence :** Pièce [B-0009](#), p. 8.

Préambule :

« La simplification de la facture des clients résidentiels et de celle des clients affaires fait également partie des priorités du Distributeur. Une refonte de la facture résidentielle est actuellement en cours et le lancement de son nouveau format est prévu en novembre 2017. Le Distributeur note qu'il a tenu plusieurs rencontres de consultation avec des clients et des associations de consommateurs pour s'assurer que le format et le contenu de la nouvelle facture résidentielle répondent adéquatement à leurs besoins. »

Demandes :

1.1 Veuillez préciser les modifications mises de l'avant par le Distributeur en vue d'atteindre son objectif de combler adéquatement les besoins de sa clientèle résidentielle.

Réponse :

1 **Le Distributeur a déployé une démarche rigoureuse dans le but de concevoir**
2 **une facture conviviale, simple et efficace. Cette démarche a notamment**
3 **consisté en la réalisation de balisages auprès d'entreprises similaires, en**
4 **diverses consultations auprès de la clientèle et d'employés des centres de**
5 **relations clientèle ainsi qu'en la présentation du projet de refonte à divers**
6 **groupements de consommateurs.**

7 **À travers cette démarche, le Distributeur a pu cerner précisément les**
8 **difficultés de compréhension de la facture actuelle ainsi que les besoins**
9 **d'information des divers intervenants afin d'y apporter les modifications**
10 **appropriées. Ces modifications consistent en :**

- 11 • **l'amélioration de l'aspect visuel de la facture afin de l'épurer**
12 **d'avantage, notamment par l'ajout de nouvelles couleurs qui délimitent**
13 **désormais l'information importante ;**
- 14 • **l'utilisation d'un langage plus simple et davantage axé sur le client ;**
- 15 • **l'ajout de messages personnalisés indiquant au client qu'un**
16 **événement ayant un impact sur sa facturation a eu lieu, notamment un**
17 **changement de tarif ou un remplacement de compteur ;**
- 18 • **l'ajout du montant de la facture précédente, facilitant ainsi la**
19 **compréhension des montants dus immédiatement ;**

- 1 • une cohérence accrue entre les montants présentés à la facture et le
2 bordereau de paiement ;
- 3 • l'ajout de nouvelles zones, telles que :
- 4 ○ le suivi du mode de versements égaux (MVE) qui permet au client
5 d'avoir une meilleure vue d'ensemble quant à sa consommation par
6 rapport à la projection établie ;
- 7 ○ le suivi des ententes de paiement qui permet au client d'avoir une
8 vue globale de son entente, des versements attendus et à venir ;
- 9 ○ une zone « Comparaison de la consommation » afin que le client
10 puisse comparer facilement sa période de consommation facturée à
11 celle de l'année précédente.

1.2 Veuillez présenter les conclusions sur ses rencontres de consultation auprès de la clientèle résidentielle.

Réponse :

- 12 **Les diverses rencontres de consultation réalisées auprès de la clientèle**
13 **résidentielle ont permis de dégager les conclusions suivantes :**
- 14 • certains éléments de la facture actuelle répondent déjà aux attentes
15 des clients, par conséquent, il a été convenu de conserver ces acquis ;
- 16 • près de 50 % des clients s'intéressent aux détails présentés sur la
17 facture ;
- 18 • la facture actuelle gagnerait à être plus facile à comprendre et à
19 consulter ;
- 20 • il ne semble pas y avoir de valeur ajoutée à illustrer de l'information
21 qui n'est pas essentielle comme, par exemple, au moyen de
22 graphiques qui pourraient s'avérer complexes à interpréter par les
23 clients ;
- 24 • la couleur, lorsque utilisée correctement et au bon endroit, facilite la
25 compréhension des clients.

26 **Ces conclusions ont permis au Distributeur d'établir les principes directeurs**
27 **qui ont guidé ses réflexions et, ultimement, la majorité de ses choix.**

1.3 Veuillez préciser les cibles visées des indices de performance ou taux de succès associés à l'atteinte de l'objectif de simplification de la facture résidentielle.

Réponse :

1 **La facturation est le moyen par lequel le Distributeur entre le plus souvent en**
2 **communication avec sa clientèle. Les questions concernant la facturation**
3 **représentent, à elles seules, 55 % des appels reçus aux centres de relations**
4 **clientèle. Avec le déploiement du nouveau format de la facture, le Distributeur**
5 **se fixe les objectifs suivants :**

- 6 • **améliorer la satisfaction des clients ;**
- 7 • **simplifier le travail des représentants clientèle en facilitant les**
8 **explications et en réduisant le nombre de procédures ;**
- 9 • **réduire son empreinte écologique en éliminant l'endos pré-imprimé ;**
- 10 • **se doter d'un outil facilitant l'évolution future de la facture en fonction**
11 **des besoins des clients.**

12 **Le Distributeur se fixe comme cible de réduire le nombre d'appels liés à la**
13 **facturation de 13 %.**

1.4 Veuillez préciser et élaborer sur les mesures et suivis déployées suivant le lancement
du nouveau format de la facture résidentielle.

Réponse :

14 **Dans le but d'assurer le succès de l'implantation du nouveau format de la**
15 **facture, le Distributeur a élaboré une stratégie de déploiement progressif qui**
16 **permettra de contrôler la qualité de toutes les factures émises selon le**
17 **nouveau format. Certaines mesures et suivis faciliteront son déploiement,**
18 **notamment :**

- 19 • **l'écoute d'appels de clients ayant reçu la nouvelle facture afin**
20 **d'évaluer son impact notamment sur la compréhension des clients de**
21 **son contenu ;**
- 22 • **un processus de support opérationnel adapté aux besoins des**
23 **représentants.**

24 **Enfin, l'indice de satisfaction de la clientèle (dimension du service Facture)**
25 **permettra de mesurer l'impact de la nouvelle facture sur la clientèle tout au**
26 **long de son déploiement.**

2. **Référence :** Pièce [B-0009](#), p. 7.

Préambule :

(i) « Le Distributeur a déjà implanté certaines initiatives porteuses afin de rendre ses centres de relations clientèle plus performants en assurant notamment une accessibilité améliorée à ses services. Depuis 2016, la prolongation des heures d'ouverture des centres d'appels les soirs de semaine ainsi que les fins de semaine répond à un besoin exprimé par la clientèle à cet égard. »

Demande :

2.1 Veuillez préciser et quantifier si les initiatives dont fait mention le Distributeur dans la référence citée en préambule ont eu un effet positif sur les indices d'efficience.

Réponse :

1 Les initiatives implantées par le Distributeur, notamment le prolongement des
2 heures d'ouverture de ses centres d'appels, la mise en place d'un support
3 téléphonique pour les représentants ainsi que diverses initiatives visant la
4 simplification des procédures, ont été réalisées dans une optique d'impact nul
5 sur les coûts.

6 Par exemple, la planification des heures prolongées des centres d'appels
7 s'est effectuée en se basant sur une redistribution d'une partie des appels
8 normalement reçus lors des heures régulières vers les heures prolongées
9 permettant ainsi de réallouer certaines des ressources déjà en poste selon de
10 nouveaux horaires, sans augmenter le nombre de représentants requis.

11 Ces initiatives visent à offrir des services mieux adaptés aux besoins des
12 clients avec comme objectif premier d'améliorer leur satisfaction. Bien que le
13 Distributeur ne soit pas en mesure de quantifier directement l'effet positif sur
14 ses indicateurs d'efficience, les efforts au chapitre des services à la clientèle
15 en 2016 et en 2017, mentionnés à la pièce HQD-2, document 1 (B-0009),
16 page 16, ont contribué à améliorer le taux de satisfaction des clientèles (ISC
17 combiné) pour la dimension Service à la clientèle par rapport aux résultats de
18 2015.

3. Référence : Pièce [B-0009](#), p. 10.

Préambule :

« L'indicateur 6 [CEN SALC (\$) par abonnement] présente une croissance de 2,2 % entre 2017 et 2018, principalement attribuable à l'évolution des coûts liés au développement des marchés ainsi qu'à l'amélioration des services à la clientèle affaires. » [nous soulignons]

Demande :

3.1 Veuillez détailler et quantifier l'évolution des coûts liés au développement des marchés, d'une part, et à l'amélioration des services à la clientèle affaires, d'autre part.

Réponse :

1 Le tableau R-3.1 présente l'évolution des coûts pour chacune de ces activités.

TABLEAU R-3.1 :
ÉVOLUTION DES COÛTS RELATIFS AU DÉVELOPPEMENT DES MARCHÉS ET
À L'AMÉLIORATION DES SERVICES À LA CLIENTÈLE AFFAIRES (M\$)

	Développement des marchés	Amélioration des services à la clientèle affaires
Charges d'exploitation	6,1	2,6
Charges brutes directes	6,1	2,6
<i>Masse salariale</i>		
<i>Masse salariale</i>	2,6	2,4
<i>Autres charges directes</i>		
<i>Dépenses de personnel et indemnités</i>	0,8	
<i>Services professionnels et autres</i>	2,7	0,2

COÛTS ÉVITÉS

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0019](#), p.5;
 - (ii) Décision [D-2017-22](#), p. 57, par 191;
 - (iii) Pièce [B-0022](#), p. 18.

Préambule :

- (i) « De 2018 à 2027 inclusivement :
 - le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation » [nous soulignons]
- (ii) « De 2017 à 2027 inclusivement :
 - le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,3 ¢/kWh (en \$ 2016), indexé à l'inflation » [nous soulignons]
- (iii) Tableau A-1(suite), ligne intitulée Achat d'énergie de court terme.

Demandes :

4.1 Veuillez expliquer et justifier l'écart à la baisse de près de 20 % du coût évité pour la période hivernale de l'énergie de court terme entre la présente demande en référence (i) du Distributeur et le coût évité autorisé par la Régie dans sa décision D-2017-22 en référence (ii).

Réponse :

1 **L'écart entre le coût évité de la pièce HQD-4, document 4 (B-0019) et celui de**
2 **la décision D-2017-22 est attribuable à la baisse des prix à terme sur le marché**
3 **de New York.**

4.2 Veuillez concilier la valeur du coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) de 5,2 ¢/kWh en référence (i) à celle le prix des achats d'énergie de court terme de 6,7 ¢/kWh du tableau A-1 de la pièce B-0022 en référence (iii).

Réponse :

4 **Le coût évité (référence i) de 5,2 ¢/kWh est une annuité en dollars actualisés**
5 **de 2017 basée sur une période de 10 ans (2018 à 2027). En revanche, le coût**
6 **des achats d'énergie de court terme, qui figure au tableau A-1 (référence iii),**
7 **reflète uniquement le prix des achats d'électricité que le Distributeur anticipe**
8 **faire pour l'année 2018.**

9 **Voir également la réponse à la question 5.1 (bis) du RNCREQ à la pièce**
10 **HQD-15, document 10.**

INDICATEUR DE PERFORMANCE

5. **Référence :** Décision [D-2017-043](#), p. 100.

Préambule :

« [421] Toutefois, la Régie estime que les intervenants ont fait la preuve d'un enjeu qui, en termes de revenus requis, est significatif, soit celui de la relation des achats de court terme et de l'inutilisation de l'électricité du bloc patrimonial.

[422] C'est pourquoi la Régie demande au Distributeur de développer, durant le terme du MRI, un indicateur de performance rattaché à la gestion optimale de l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Cet indicateur devra établir un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée. Ce nouvel indicateur pourrait être utilisé dans le cadre de la seconde génération du MRI. »

Demande :

5.1 Veuillez préciser l'échéancier des étapes prévues pour la formulation de sa proposition du nouvel indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimonial ainsi que les dates prévues pour le dépôt de ses propositions tel que demandé par la Régie en préambule.

Réponse :

1 **Comme demandé par la Régie dans la décision citée en préambule, le**
2 **Distributeur entend développer un tel indicateur au cours du premier MRI pour**
3 **une possible utilisation dans le cadre de la deuxième génération du MRI.**
4 **Cependant, étant donné les travaux à compléter pour l'application du premier**
5 **MRI dans le cadre du présent dossier, le Distributeur n'a pas débuté sa**
6 **réflexion sur cet échéancier.**

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Nouvelles normes comptables en vertu des PCGR des États-Unis

6. **Référence :** Pièce [B-0011](#), p. 9 et 10.

Préambule :

« Pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, deux nouvelles normes entreront en vigueur.

- ASC 606, *Revenue from Contracts with Customers* ; et
- ASC 610, *Other Income*.

L'ASC 606, *Revenue from Contracts with Customers* remplace les exigences de comptabilisation des produits de l'ASC 605, *Revenue Recognition* et fournit des directives liées à la comptabilisation des produits au moment du transfert de biens ou de services à un client, pour un montant qui reflète le paiement que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens ou services. Un certain nombre d'autres ASU clarifiant les dispositions liées à la mise en oeuvre de l'ASC 606 ont été publiées par le FASB en 2016.

Une analyse détaillée de chacune de ces deux normes a permis de conclure que l'adoption de ces nouvelles normes n'aura pas d'impact pour le Distributeur. Toutefois pour l'ASC 606, certaines questions d'interprétation propres au secteur de l'énergie restent encore en suspens et les conclusions qui seront tirées, si elles sont différentes de celles qui sont actuellement prévues, pourraient avoir un impact pour le Distributeur. Hydro-Québec continue de suivre l'évolution des interprétations de cette nouvelle norme. » [nous soulignons]

Demandes :

6.1 Veuillez préciser et élaborer les questions d'interprétations de l'ASC 606 propres au secteur de l'énergie qui restent encore en suspens. Veuillez indiquer les différences de celles qui sont actuellement prévues.

Réponse :

1 **Le *Financial Reporting Executive Committee* (FinREC) de l'*American Institute***
2 ***of Certified Public Accountants* (AICPA) a publié, pour commentaires,**
3 **plusieurs projets d'interprétation liés à la mise en œuvre de l'ASC 606 pour**
4 **différents secteurs dont le secteur de l'énergie. Lorsque les projets seront**
5 **approuvés par le comité exécutif FinREC, ces interprétations seront intégrées**
6 **dans le nouveau guide sur la comptabilisation des produits publié par**
7 **l'AICPA.**

8 **Les questions d'interprétations en suspens de l'ASC 606 propres au secteur**
9 **de l'énergie, qui pourraient avoir un impact si les conclusions tirées sont**
10 **différentes de celles qui sont actuellement prévues, sont les suivantes :**

- 11 • **L'identification d'un contrat conclu avec un client présentant un risque**
12 **d'éprouver des difficultés de paiements :**

13 **En vertu de l'ASC 606, une entité doit comptabiliser un contrat conclu**
14 **avec un client uniquement lorsque certaines conditions sont remplies.**
15 **Une de ces conditions est liée à la probabilité de recouvrement de la**
16 **contrepartie à laquelle l'entité a droit en échange des biens ou des**
17 **services qu'elle fournira au client. Si cette condition n'est pas remplie,**
18 **l'entité ne peut pas comptabiliser le revenu.**

19 **Le projet d'interprétation mentionne notamment que si le cadre**
20 **réglementaire de l'entité lui permet d'inclure ses mauvaises créances**
21 **dans ses revenus requis, cette condition serait remplie. L'entité**
22 **pourrait donc comptabiliser les revenus provenant de ses clients,**
23 **même si ceux-ci présentent un risque d'éprouver des difficultés de**
24 **paiements.**

25 **Ce projet d'interprétation n'a pas encore été soumis pour**
26 **commentaires.**

- 27 • **La comptabilisation des contributions reçues de tiers dans le cadre des**
28 **ententes de contribution :**

29 **Le projet d'interprétation mentionne qu'en fonction des faits et des**
30 **circonstances des ententes de contributions propres à chaque entité,**
31 **les contributions seraient exclues du champ d'application de**
32 **l'ASC 606. Ainsi, l'adoption de l'ASC 606 n'aurait aucun impact sur la**
33 **comptabilisation des contributions reçues de tiers dans le cadre des**
34 **ententes de contribution.**

1 **Ce projet d'interprétation a été soumis pour commentaires, lesquels**
2 **sont attendus au plus tard le 1^{er} décembre 2017.**

3 **Les conclusions préliminaires présentées dans les projets d'interprétation ne**
4 **diffèrent pas des conclusions du Distributeur. Hydro-Québec continue**
5 **toutefois de suivre l'évolution de ces interprétations et la publication**
6 **prochaine du guide sur la comptabilisation des produits par l'AICPA.**

6.2 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur de l'impact (en M\$) de cette nouvelle norme sur les revenus requis du Distributeur.

Réponse :

7 **A priori, la nouvelle norme n'aura pas d'impact pour le Distributeur.**

6.3 Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur sera en mesure de présenter les conclusions sur les questions d'interprétation de l'ASC 606 propres au secteur de l'énergie.

Réponse :

8 **Le Distributeur sera en mesure de présenter les conclusions sur les questions**
9 **d'interprétations de l'ASC 606 propres au secteur de l'énergie lorsque l'AICPA**
10 **aura conclu officiellement sur les dites questions dans son guide sur la**
11 **comptabilisation des produits.**

Modification proposée aux modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques

7. **Référence :** Pièce [B-0012](#), p. 6.

Préambule :

« Profitant des impacts climatiques favorables, le Distributeur propose à nouveau cette année de récupérer exceptionnellement, dans les revenus requis de 2018, la totalité des soldes des comptes de nivellement pour aléas climatiques, soit un montant de 46,7 M\$ au 31 décembre 2017. Cette proposition permettra de réduire la pression tarifaire pour les prochaines années. Cette demande s'inscrit dans une perspective pluriannuelle de stabilité tarifaire consistant à limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période du Plan stratégique 2016-2020.

Le tableau 1 illustre les versements aux revenus requis selon les modalités actuelles et ceux associés à la proposition du Distributeur. [...] ».

TABLEAU 1 :
VERSEMENT AUX REVENUS REQUIS 2018 (M\$)

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

Demandes :

7.1 Veuillez présenter sous forme de tableau les impacts tarifaires pour chacune des années 2018 à 2023, en comparant les modalités de disposition en vigueur des comptes de *pass-on* 2016 et 2017 et des comptes de nivellement 2016 et 2017 et celles proposées par le Distributeur dans le présent dossier tarifaire. Veuillez présenter séparément les informations suivantes :

- la charge d'amortissement (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et des comptes de nivellement;
- le rendement sur le solde hors base (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et des comptes de nivellement.

Veuillez fournir le fichier Excel.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-7.1 présente l'impact tarifaire des modalités actuelles de**
- 2 **disposition des soldes 2016 et 2017 du compte de *pass-on* et du compte de**
- 3 **nivellement par rapport à celui de la proposition du Distributeur.**

**TABLEAU R-7.1 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE PASS-ON
ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT -
ACTUELLES ET PROPOSÉES PAR LE DISTRIBUTEUR (M\$)**

	Solde prévu au 31/12/2017	Solde prévu au 31/12/2018	Versé aux revenus requis						Total	
			2018	2019	2020	2021	2022	2023		
Modalités actuelles										
Pass-on 2016	Amortissement	(21,0)	(21,0)							(21,0)
Pass-on 2017	Amortissement	(8,9)	(8,9)							(8,9)
Nivellement 2016	Amortissement	16,9	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3			16,9
Nivellement 2017	Amortissement	29,8	30,4	-	6,1	6,1	6,1	6,1	6,0	30,4
Rendement sur le solde hors base (nivellement)			0,3	1,2	0,9	0,6	0,2	-		3,3
			(26,2)	10,7	10,4	10,1	9,6	6,0		20,7
Modalités proposées - Distributeur										
Pass-on 2016	Amortissement	(21,0)	(21,0)							(21,0)
Pass-on 2017	Amortissement	(8,9)	(8,9)							(8,9)
Nivellement 2016	Amortissement	16,9	16,9							16,9
Nivellement 2017	Amortissement	29,8	29,8							29,8
Rendement sur le solde hors base (nivellement)			-							-
			16,8	-	-	-	-	-		16,8
Impacts tarifaires			43,0	(10,7)	(10,4)	(10,1)	(9,6)	(6,0)		(3,9)

1 **Les informations demandées se retrouvent également à l'onglet R-7.1 du**
2 **fichier Excel HQD-15-1.3_R-7.1.xlsx.**

7.2 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2018 à 2023 en considérant les différentes modalités présentées au tableau 1, soit :

- les modalités de disposition en vigueur;
- la proposition du Distributeur.

Veuillez expliquer les différences entre les hausses tarifaires pour la période 2018 à 2023 prévues selon les deux scénarios. Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit l'inscription de coûts qui ferait hausser significativement les tarifs au cours des cinq prochaines années.

Réponse :

3 **Selon les modalités de disposition proposées par le Distributeur quant aux**
4 **soldes 2016 et 2017 du compte de pass-on et du compte de nivellement, la**
5 **hausse tarifaire demandée pour 2018 est de 1,1 %, celle des années**
6 **subséquentes seraient de 2,5 % en 2019 et de 1,9 % en 2020, puis de l'ordre de**
7 **1 % pour les années 2021 à 2023.**

8 **Par contre, selon les modalités de disposition actuelles du compte de pass-on**
9 **et du compte de nivellement, les hausses tarifaires seraient de 0,7 % en 2018,**

1 de 2,8 % en 2019 et de 2,2 % en 2020, puis de l'ordre de 1 % pour les années
 2 2021 à 2023.

3 Ainsi, les modalités proposées sont à même d'assurer une meilleure stabilité
 4 tarifaire.

5 Le tableau R-7.2 présente le détail des écarts entre les hausses tarifaires 2018
 6 à 2023 associées aux modalités actuelles et celles associées aux modalités
 7 proposées par le Distributeur.

TABLEAU R-7.2 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS ACTUELLES PAR RAPPORT AUX MODALITÉS PROPOSÉES
PAR LE DISTRIBUTEUR (M\$)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	Écarts	Écarts	Écarts	Écarts	Écarts	Écarts
Revenus des ventes (sans hausse de tarif)	-	(43,2)	(3,3)	23,9	19,4	8,3
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	-	-	-	-	-	-
Revenus autres que ventes d'électricité	-	-	-	-	-	-
Ajustement - Provision réglementaire année précédente	-	14,2	(13,2)	(9,1)	1,5	3,7
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	-	(29,0)	(16,5)	14,8	20,9	12,0
Revenus requis						
Achats	-	(0,2)	0,2	0,2	0,1	-
Coûts de distribution & services à la clientèle	(43,0)	10,7	10,4	10,1	9,6	6,0
Revenus requis	(43,0)	10,5	10,6	10,3	9,7	6,0
Revenus additionnels requis	43,0	(39,5)	(27,1)	4,5	11,2	6,0
Hausse demandée - 1^{er} avril	-0,4%	0,3%	0,3%	0,0%	-0,1%	0,0%
Revenus générés par la hausse demandée	(28,8)	26,3	18,1	(3,0)	(7,5)	(4,0)
Provision réglementaire année courante	(14,2)	13,2	9,0	(1,5)	(3,7)	(2,0)

8 L'écart entre les hausses tarifaires prévues selon les différents scénarios
 9 s'explique principalement, outre les modalités de disposition des comptes de
 10 nivellement 2016 et 2017, par les revenus des ventes avant hausse qui sont
 11 établis en fonction de la hausse tarifaire de l'année précédente. En effet, les
 12 tarifs autorisés d'une année constituent le point de départ pour calculer les
 13 revenus requis additionnels de l'année témoin suivante.

14 Le Distributeur tient à rappeler que les ordres de grandeur des hausses
 15 tarifaires pour les années suivant l'année témoin au dossier tarifaire
 16 correspondent à sa meilleure évaluation en fonction des informations
 17 disponibles au moment de la préparation du dossier tarifaire.

18 Plus précisément, dans ses prévisions de hausses tarifaires 2019 et 2020, le
 19 Distributeur prévoit une pression à la hausse des coûts d'approvisionnement
 20 en lien avec de nouvelles mises en service de projets éoliens et avec
 21 l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, ainsi
 22 qu'une charge de service de transport plus élevée selon les prévisions à long

1 terme du Transporteur. Ainsi, les modalités de disposition proposées par le
2 Distributeur lui permettront de mieux faire face à ces augmentations
3 anticipées.

4 Enfin, le Distributeur tient à rappeler que ses prévisions de hausses tarifaires
5 sont sujettes aux modifications de ces paramètres ou hypothèses découlant
6 de l'évolution de son contexte au cours des prochaines années et que,
7 comme pour toute autre prévision, l'incertitude quant aux hausses tarifaires
8 croît avec l'horizon considéré.

Programme Conversion à l'électricité (le Programme)

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0012](#), p. 9;
 - (iii) Décision [D-2017-037](#), p. 11.

Préambule :

(i) « Dans le dossier R-4000-2017, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une pratique réglementaire pour permettre de traiter, dans un même actif réglementaire, l'appui financier versé dans le cadre du programme Conversion à l'électricité ainsi que les coûts de développement et de suivi de celui-ci. Avec cette pratique, l'ensemble de ces coûts seraient amortis sur une même période.

Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'amortir cet actif sur une période de 10 ans de façon à assurer la cohérence avec le traitement réglementaire actuel des interventions en efficacité énergétique. »

(ii) « Dans sa décision D-2017-037, la Régie autorise la création d'un compte d'écarts, hors base de tarification et portant intérêts, pour y inscrire les coûts du programme Conversion à l'électricité encourus à compter du 24 mars 2017. [...] Ainsi, l'ensemble des coûts nets du programme qui n'ont pas été prévus aux revenus requis 2017 du Distributeur seront comptabilisés dans le compte d'écarts, mis à part les coûts d'approvisionnement (nets de l'effet revenu) qui seront reflétés dans le compte de pass-on du Distributeur.

Quant aux modalités de disposition du compte d'écarts demandé, le Distributeur propose de verser le solde du compte à ses revenus requis de 2018. »

(iii) Extrait de la décision D-2017-037 :

« [49] De l'avis de la Régie, si le Programme est approuvé et que le Distributeur a recherché l'autorisation d'un CÉR en temps opportun, il a le droit de récupérer l'ensemble des sommes comptabilisées à ce CÉR.

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

Demandes :

8.1 Veuillez ventiler par composantes¹ l'incidence sur les revenus et les revenus requis 2018 du Distributeur, si la Régie devait refuser le Programme présenté au dossier R-4000-2017, en distinguant :

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

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette question sans une**
2 **analyse plus poussée. En effet, afin de déterminer précisément l'impact sur**
3 **les revenus requis, le Distributeur devrait refaire une projection de ses coûts**
4 **d'approvisionnement et de ses revenus sur la base d'une nouvelle prévision**
5 **de la demande amputée de 340 GWh. Cette mise à jour ne peut être effectuée**
6 **dans les délais impartis.**

7 **Toutefois, le Distributeur rappelle qu'il a présenté au dossier R-4000-2017² une**
8 **analyse financière qui estime que le Programme aurait un impact à la baisse**
9 **sur ses revenus requis d'environ 7 M\$ en 2018. Il est cependant important de**
10 **noter que cette estimation a été effectuée à partir des intrants ayant servis à**
11 **l'analyse économique du Programme, notamment les coûts évités de la**
12 **fourniture. Or, les coûts considérés aux fins de cette analyse économique**
13 **sont supérieurs aux coûts moyens d'approvisionnement inclus dans les**
14 **revenus requis du présent dossier.**

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

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

8.2 Veuillez déposer pour le scénario précédent, la mise à jour des pièces suivantes :

- Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1^{er} avril 2018 (tableaux 1 à 3 de la pièce [B-0008](#));
- Composantes détaillées des revenus requis (tableau 2 de la pièce [B-0020](#)), selon le format suivant :

¹ Ventes d'électricité, compte de *pass-on*, charges d'exploitation, amortissement, rendement de la base de tarification, et autres.

² Voir la pièce HQD-1, document 3 (B-0050) du dossier R-4000-2017, tableau 5.

- Année de base 2017, en 3 colonnes : avec le Programme, ajustements, sans le Programme;
- Année témoin 2018, en 3 colonnes : avec le Programme, ajustements, sans le Programme.
- Prévion du bénéfice réglementé et rendement des capitaux propres anticipé de l'année de base 2017 (tableaux 3 et 4 de la pièce [B-0020](#));
- Base de tarification de l'année de base 2017 et l'année témoin 2018 (tableaux 5 à 8 de la pièce [B-0033](#));
- Encaisse réglementaire de l'année de base 2017 et de l'année témoin 2018 (tableaux 4 et 5 de la pièce [B-0035](#)).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 8.1.**

- 9. Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 8 et 9;
 - (ii) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0013](#), p. 21;
 - (iii) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0013](#), p. 17, tableau 7;
 - (iv) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0018](#), p. 19, Tableau 7.

Préambule :

(i) « Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'amortir cet actif sur une période de 10 ans de façon à assurer la cohérence avec le traitement réglementaire actuel des interventions en efficacité énergétique. »

De l'avis du Distributeur, l'amortissement du programme sur une période de 10 ans permet de refléter, de façon prudente, l'horizon sur lequel les bénéfices attendus, soit les ventes additionnelles d'électricité, sont anticipés. De plus, considérant l'importance des investissements des clients qui choisissent de profiter de ce programme, le Distributeur estime qu'une période d'amortissement de 10 ans est prudente étant donné que la durée de vie moyenne estimée de ces investissements est évaluée à au moins 20 ans. La période d'amortissement proposée de 10 ans est donc conservatrice et permet de refléter non seulement le caractère durable des investissements réalisés mais également la pérennité de la présence du client.

Les coûts admissibles engagés aux fins du programme de Conversion, incluant une portion des frais d'emprunt capitalisés (FEC), feront l'objet d'une mise en service annuelle au 31 décembre de chaque année. L'amortissement débutera quant à lui l'année suivant celle où les dépenses auront été encourues. » [nous soulignons]

(ii) « En vertu des PCGR des États-Unis, l'appui financier versé dans le cadre du Programme doit être comptabilisé au bilan dans les Autres actifs et amorti sur cinq ans, soit la durée pour laquelle le client s'engage dans le Programme. Cet amortissement doit être présenté en réduction des revenus dans les états financiers consolidés d'Hydro-Québec. Ce traitement comptable s'appuie sur les dispositions de l'ASC 605 50, Customer Payments and Incentives de la norme ASC 605, Revenue Recognition. »

En ce qui a trait aux coûts de développement et de suivi du Programme, ils devront être constatés aux résultats dans l'année où ils sont encourus.

Dans ce contexte, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une pratique réglementaire pour permettre de traiter, dans un même actif réglementaire, l'appui financier versé dans le cadre du Programme ainsi que les coûts de développement et de suivi de celui-ci afin que l'ensemble de ces coûts soient amortis sur une même période. Lors de son prochain dossier tarifaire, le Distributeur proposera des modalités d'amortissement de cet actif sur une période de dix ans de façon à ce que l'ensemble du traitement proposé soit cohérent avec le traitement réglementaire des interventions en place visant l'efficacité énergétique.

*Suivant la décision de la Régie, Hydro-Québec reflétera le traitement réglementaire autorisé dans ses états financiers consolidés, conformément à l'ASC 980, Regulated Operations. »
[nous soulignons]*

(iii) Dans le dossier R-4000-2017, le Distributeur présente au tableau 7, l'impact de l'appui financier sur les revenus requis sur la période 2017 à 2027. Il repose sur un amortissement de l'actif réglementaire sur une période de dix ans.

(iv) Dans le dossier R-4000-2017, le Distributeur présente au tableau 7, l'impact de l'appui financier sur les revenus requis sur la période 2017 à 2027. Il repose sur un amortissement de l'actif réglementaire sur une période de cinq ans.

Demandes :

9.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas retenu l'amortissement sur 5 ans conformément aux PCGR des États-Unis (référence (ii)).

Réponse :

1 **En vertu des PCGR des États-Unis, la date à laquelle l'appui financier doit être**
2 **reconnu correspond à la date à laquelle le revenu correspondant est**
3 **comptabilisé. Le revenu correspondant s'étale sur une période de cinq ans,**
4 **période pendant laquelle le Distributeur est certain de collecter des revenus**
5 **supplémentaires. Il s'agit de la période contractuelle prévue au Programme**
6 **(voir la pièce HQD-2, document 1.1 [B-0034] du dossier R-4000-2017,**
7 **notamment la réponse à la question 9.1).**

8 **Or, le Distributeur propose un traitement réglementaire basé sur deux**
9 **principes, soit celui de l'appariement, qui oblige à amortir les investissements**
10 **du Programme sur une période équivalente à celle pour laquelle les bénéfices**
11 **découlant de ventes additionnelles sont anticipés, et celui de la prudence, qui**
12 **prend en considération le degré d'incertitude associé à l'anticipation des**
13 **bénéfices au-delà de 10 ans.**

14 **Comme indiqué à la pièce HQD-3, document 3 (B-0012), l'amortissement du**
15 **Programme sur une période de 10 ans permet de refléter, de façon prudente,**
16 **d'une part, l'horizon sur lequel les bénéfices attendus sont anticipés et,**

1 d'autre part, non seulement le caractère durable des investissements réalisés,
2 mais également la pérennité de la présence du client.

3 Le traitement réglementaire des coûts liés aux interventions en efficacité
4 énergétique avait également été établi et reconnu par la Régie en considérant
5 les deux mêmes principes de base, soit celui de la prudence et celui de
6 l'appariement de la période d'amortissement en fonction de la période sur
7 laquelle des bénéfices sont anticipés. À cet effet, voir notamment la décision
8 D-2006-56 (section 2.3).

9.2 Veuillez expliquer pourquoi l'ensemble du traitement proposé, notamment un amortissement sur 10 ans, doit être cohérent avec le traitement réglementaire des interventions en place visant l'efficacité énergétique. Veuillez indiquer les similitudes du Programme et des Interventions en efficacité énergétiques.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 9.1.**

9.3 Veuillez déposer par composante les impacts sur les revenus requis basés sur les durées d'amortissements suivantes:

- Amortissement sur 5 ans;
- Amortissement sur 10 ans;
- Amortissement sur 20 ans.

Réponse :

10 **Le tableau R-9.3 présente l'impact sur les revenus requis de différentes**
11 **durées d'amortissement pour le programme Conversion à l'électricité. Le**
12 **Distributeur rappelle que les investissements annuels pour ce programme**
13 **sont mis en service en décembre de chacune des années, soit 10,2 M\$ en**
14 **décembre 2017 et 40,8 M\$ en décembre 2018, ce qui occasionne un impact sur**
15 **l'amortissement à compter de l'année suivante.**

TABLEAU R-9.3 :
IMPACTS SUR LES REVENUS REQUIS DE L'AMORTISSEMENT DU
PROGRAMME CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ (M\$)

	Année de base 2017	Année témoin 2018
Amortissement sur 5 ans		
Amortissement	-	2,0
Rendement sur la base de tarification	0,0	0,9
<i>Base de tarification moyenne</i>	<i>0,8</i>	<i>12,3</i>
	0,0	2,9
Amortissement sur 10 ans (proposition du Distributeur)		
Amortissement	-	1,0
Rendement sur la base de tarification	0,0	0,9
<i>Base de tarification moyenne</i>	<i>0,8</i>	<i>12,8</i>
	0,0	1,9
Amortissement sur 20 ans		
Amortissement	-	0,5
Rendement sur la base de tarification	0,0	0,9
<i>Base de tarification moyenne</i>	<i>0,8</i>	<i>13,1</i>
	0,0	1,4

**IMPLANTATION D'UN MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE
(MRI) – PHASE 3**

- 10. Références :** (i) Décision [D-2017-043](#), p. 75-76;
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 10.

Préambule :

(i) « [306] La Régie est d'avis qu'elle doit examiner minutieusement chaque élément de coûts et déterminer s'il y a lieu de le traiter à l'extérieur de la Formule d'indexation. À cet égard, la Régie considère que la création d'une multitude de Facteurs Y n'est pas de nature à favoriser l'atteinte de l'objectif d'allègement réglementaire prévu à l'article 48.1 de la Loi. En conséquence, la Régie n'autorisera pas, comme le demande le Distributeur, la détermination d'un élément de coût devant être traité en Facteur Y ou Z, en raison uniquement de sa catégorisation à titre de comptes d'écart et de report (CÉR), d'activités de base avec facteurs d'indexation particuliers ou d'éléments spécifiques.

[...]

[315] Dans les dossiers précédents du Distributeur, la Régie a reconnu deux types de seuils. Le premier est un seuil général de 5 M\$ pour les CÉR et, plus récemment, la Régie jugeait approprié de fixer le seuil minimum pour les coûts à être inclus dans le compte d'écarts hors base de tarification à 15 M\$ par évènement.

[316] La Régie retient de cette dernière décision que toute variation d'éléments de coûts dont la valeur est inférieure à 15 M\$ fait partie du risque d'affaires normal de l'entreprise.

[317] Elle juge également que l'établissement d'un seuil de matérialité plus élevé participe à l'allègement réglementaire recherché. À ce stade, la Régie propose que le seuil de 15 M\$ soit retenu aux fins de fixer le seuil de matérialité pour les éléments de coûts à traiter en Facteur Y. La Régie réserve sa décision quant à l'établissement de ce seuil de matérialité lors de la phase 3 ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(ii) « Le Distributeur est favorable à l'argument de la Régie selon lequel « il faut envisager l'inclusion des divers éléments couverts par la Formule d'indexation avec une vision d'ensemble plutôt qu'avec une approche « ligne par ligne » ». Il note toutefois que, malgré le phénomène de possible compensation invoqué par la Régie dans une telle perspective d'ensemble, et à moins que chaque mouvement ne se voit systématiquement neutralisé par son contraire, le risque lié au biais ci-haut mentionné augmente à mesure que s'accroît le nombre d'éléments récurrents dont la trajectoire de coûts s'avère incompatible avec celle de la Formule d'indexation à laquelle ils seraient soumis, advenant l'établissement d'un seuil de matérialité trop restrictif.

De l'avis du Distributeur, il importe donc d'établir le seuil de matérialité des facteurs Y à un niveau qui permet le juste calibrage de la Formule d'indexation, de façon à ce que le MRI du Distributeur intègre au mieux les multiples pressions exercées sur ses coûts, tout en tenant compte de l'objectif d'allègement réglementaire. De la sorte, le MRI sera à même de jouer son rôle en matière d'efficience recherchée et de détermination de tarifs justes et raisonnables. Sur la base de ces considérations, le Distributeur estime approprié que soit fixé à 5 M\$ le seuil de matérialité s'appliquant aux exclusions ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

Demandes :

10.1 Veuillez préciser en quoi l'établissement d'un seuil à hauteur de 5 M\$ tel que proposé en (ii) participe à l'effort d'allègement réglementaire préconisé par la Régie en (i).

Réponse :

1 **L'effort d'allègement réglementaire préconisé par la Régie tel qu'il est décrit**
2 **en référence (i) se traduit par le fait d'éviter la création d'une multitude de**
3 **facteurs Y. Dans la décision dont est extraite cette référence, la Régie**
4 **précisait qu'elle souhaitait éviter avoir des éléments de coûts à traiter en**
5 **Facteur Y avec des montants annuels négligeables. Or, comme exprimé en**
6 **preuve dans le présent dossier, le seuil de 5 M\$ correspond à celui auquel la**
7 **Régie a recours depuis plusieurs années pour la détermination d'éléments**
8 **récurrents éligibles à un traitement réglementaire spécifique (établissement**
9 **des éléments spécifiques³ et traitement réglementaire des coûts des projets**
10 **supérieurs à 10 M\$ et non autorisés⁴), à la fois pour en limiter le nombre et**

³ Décision D-2011-028, paragraphe 318.

⁴ Décision D-2012-024, paragraphe 129.

1 pour déterminer le caractère significatif des montants. De l'avis du
2 Distributeur, ce seuil préalablement retenu par la Régie continue de
3 rencontrer ces objectifs et participe ainsi à l'effort d'allégement réglementaire
4 préconisé par la Régie.

10.2 Veuillez préciser en quoi l'établissement du seuil de matérialité à 5 M\$ serait plus approprié qu'un seuil établi à 15 M\$ en matière d'« *efficience recherchée et de détermination de tarifs justes et raisonnables* » tel que suggéré en (ii).

Réponse :

5 La détermination de tarifs justes et raisonnables dans le cadre de
6 mécanismes de type I-X tels que la Formule d'indexation repose sur la juste
7 calibration de celle-ci. Le traitement en Facteur Y permet la récupération de
8 coûts récurrents, considérés hors du contrôle direct du Distributeur, et dont
9 l'évolution n'est pas conforme à celle d'une formule de type I-X. Le juste
10 calibrage de la formule suppose donc l'exclusion de ces coûts, afin de les
11 considérer adéquatement dans l'établissement des revenus requis et ainsi
12 permettre la détermination de tarifs justes et raisonnables. Comme exprimé en
13 preuve, advenant l'établissement d'un seuil de matérialité trop restrictif, le
14 risque de biais lié à l'impossibilité de considérer adéquatement de tels
15 éléments dans l'établissement des revenus requis augmente à mesure que
16 s'accroît leur nombre, avec comme possible conséquence d'accroître
17 indûment les écarts de rendement.

18 Compte tenu du souhait de la Régie d'éviter la création d'une multitude de
19 facteurs Y, il lui apparaît requis d'instaurer un seuil limitant l'éligibilité à un tel
20 traitement. Comme exprimé en preuve par le Distributeur, il importe toutefois
21 de s'assurer également qu'un tel seuil ne permette pas l'accroissement indu
22 du nombre d'éléments récurrents dont la trajectoire de coûts s'avère
23 incompatible avec la formule à être couverts par celle-ci, comme ce pourrait
24 être le cas advenant l'instauration d'un seuil de 15 M\$, ce qui aurait pour effet
25 d'accroître le risque de réaliser des écarts de rendement.

26 Par ailleurs, comme exprimé en réponse à la question précédente, la
27 préoccupation de la Régie quant à la multiplication d'éléments récurrents
28 éligibles à un traitement réglementaire spécifique, soit l'efficience recherchée
29 en l'instance, trouve écho, depuis plusieurs années, dans l'application d'un
30 seuil de matérialité à 5 M\$. D'ailleurs, outre les achats d'électricité et le
31 service de transport, reconnus par la Régie comme exclusions, le Distributeur
32 ne propose que 6 exclusions sur la base de ce seuil de matérialité.

33 Enfin, le Distributeur souligne que chacun des éléments dont la trajectoire de
34 coûts s'avère incompatible avec celle de la Formule d'indexation demeurera
35 soumis au jugement de la Régie pour détermination à titre d'exclusions.

10.3 Veuillez fournir les calculs justifiant ces seuils.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 10.1.**

10.4 Veuillez préciser en quoi l'établissement d'un seuil à hauteur de 15 M\$ tel que proposé par la Régie en (i) ne permettrait pas au Distributeur « d'[intégrer] au mieux les multiples pressions exercées sur les coûts tout en tenant compte de l'objectif d'allègement réglementaire ».

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 10.2.**

3 **À titre d'exemple, l'application du seuil de matérialité de 15 M\$ comme seul**
4 **critère d'exclusion n'aurait pas permis de traiter le coût de retraite en facteur**
5 **Y, alors que de l'avis du Distributeur, cette rubrique de coût ne présente pas**
6 **une trajectoire de coûts conforme à celle d'une formule de type I-X. De ce fait,**
7 **une formule d'indexation qui n'inclurait pas de facteur Y pour une rubrique de**
8 **coûts telle que celle du coût de retraite ne serait pas adéquatement calibrée.**
9 **Par ailleurs, l'application d'un seuil de 5 M\$ pour les exclusions permet de**
10 **rencontrer le souhait exprimé par la Régie d'éviter la création d'une multitude**
11 **de facteurs Y, dans une perspective d'allègement réglementaire.**

10.5 Veuillez élaborer sur l'impact pour le Distributeur d'intégrer au MRI un seuil de matérialité de 15 M\$ pour le traitement en Facteur Y d'éléments de coûts (CÉR) au lieu de 5 M\$ tel qu'il le propose.

Réponse :

12 **Si la question de la Régie porte sur les éléments de coûts à traiter en Facteur**
13 **Y, voir la réponse à la question 10.4.**

14 **Par contre, si la question de la Régie porte uniquement sur les CER associés**
15 **à des Facteurs Y, le Distributeur propose le maintien de trois d'entre eux, soit**
16 **le compte de *pass-on* pour les achats d'électricité, le compte de nivellement**
17 **pour aléas climatiques ainsi que celui de la charge locale de transport. Le**
18 **Distributeur souligne qu'il propose qu'il n'y ait pas de seuil pour les CER**
19 **associés à des Facteurs Y.**

11. **Références :** (i) Décision [D-2017-043](#), p. 65;
(ii) Pièce [B-0013](#), p.19 à 21.

Préambule :

(i) « [262] En conclusion, la Régie juge que les éléments couverts par la Formule d'indexation sont les charges d'exploitation sous le contrôle de gestion du Distributeur qui étaient indexées dans la formule paramétrique, auxquelles s'ajoutent les taxes, les frais corporatifs, l'amortissement des actifs en service et le rendement sur la base de tarification ».

(ii) Parmi les éléments de coûts qu'il propose d'exclure de l'application de la formule paramétrique et de traiter en Facteur Y, le Distributeur retient en outre :

- Stratégie pour la clientèle à faible revenu;
- Maîtrise de la végétation; et
- Coûts des combustibles.

Demandes :

11.1 Pour chacun des éléments de coûts énumérés en (ii), veuillez fournir son évolution ainsi que la variation annuelle sur la période 2008 à 2017, en millions de dollars.

Réponse :

1 **Le tableau R-11.1 présente les informations demandées aux questions 11.1 à**
2 **11.3.**

**TABLEAU R-11.1 :
HISTORIQUE DES COÛTS RELATIFS À LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU,
MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION ET COMBUSTIBLES (M\$)**

	Charges d'exploitation totales (absence d'exclusions)	Stratégie pour la clientèle à faible revenu			Maîtrise de la végétation			Coûts des combustibles ²		
		M\$	% ¹	Variation annuelle	M\$	% ¹	Variation annuelle	M\$	% ¹	Variation annuelle
2008	1 217,8	2,0	0,2%		59,0	4,8%		69,9	5,7%	
2009	1 185,3	3,8	0,3%	1,8	63,1	5,3%	4,1	92,4	7,8%	22,5
2010	1 262,9	5,2	0,4%	1,4	68,3	5,4%	5,2	71,8	5,7%	(20,6)
2011	1 230,6	11,5	0,9%	6,3	66,9	5,4%	(1,4)	83,0	6,7%	11,2
2012	1 202,6	12,3	1,0%	0,8	69,5	5,8%	2,6	94,5	7,9%	11,5
2013	1 242,0	19,8	1,6%	7,5	64,7	5,2%	(4,8)	98,9	8,0%	4,4
2014	1 270,4	27,9	2,2%	8,1	54,3	4,3%	(10,4)	104,4	8,2%	5,5
2015	1 260,9	27,2	2,2%	(0,7)	67,1	5,3%	12,8	91,3	7,2%	(13,1)
2016	1 184,4	25,2	2,1%	(2,0)	64,5	5,4%	(2,6)	77,1	6,5%	(14,2)
2017³	1 128,7	25,7	2,3%	0,5	67,1	5,9%	2,6	83,3	7,4%	6,2

¹ Part relative par rapport aux charges d'exploitation totales (en l'absence d'exclusions).

² Le Distributeur rappelle que les coûts des combustibles ne font pas partie des charges d'exploitation et donc, leur part relative aux charges d'exploitation est présentée à titre illustratif seulement.

³ Année de base

11.2 Veuillez fournir, sur la période 2008 à 2017, les charges d'exploitation du Distributeur telles que définies en (i), en absence de toute exclusion.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 11.1.**

11.3 Veuillez calculer, pour chacun des éléments de coûts énumérés en (ii), la part relative qu'il représente par rapport aux charges d'exploitation telles que définies en (i).

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 11.1.**

11.4 Veuillez commenter sur l'évolution de chacun des éléments de coûts énumérés en (ii) relativement aux charges d'exploitation telles que définies en (i).

Réponse :

3 **Stratégie pour la clientèle à faible revenu :**

4 Depuis 2014, en réponse au décret 841-2014 du gouvernement du Québec,
5 Hydro-Québec a intensifié ses efforts afin d'aider les ménages à faible revenu
6 par certaines initiatives, dont les ententes MFR et la mise en place d'un centre
7 d'accompagnement. Ces initiatives se répercutent donc nécessairement sur
8 les montants et la part des coûts relatifs à la stratégie pour la clientèle à faible
9 revenu sur les charges d'exploitation totales, particulièrement au cours des
10 dernières années. L'intensification des efforts au fil des ans se traduit par une
11 augmentation notable des coûts qui n'aurait pu être captée dans une formule
12 d'indexation.

13 **Maîtrise de la végétation :**

14 La part de la maîtrise de la végétation sur les charges d'exploitation totales a
15 été relativement stable au cours des dernières années. Par contre, comme
16 plus amplement expliqué à l'annexe B de la pièce HQD-8, document 1
17 [B-0025], un rehaussement des activités en maîtrise de la végétation est
18 nécessaire afin de déployer le plan d'action qui permettra, notamment
19 d'assurer la sécurité du public et des travailleurs et de réduire le nombre de
20 pannes.

21 **Coûts des combustibles :**

22 Les coûts des combustibles et leurs parts sur les charges d'exploitation
23 totales sont très variables d'une année à l'autre et ne suivent pas une
24 trajectoire définie par une formule paramétrique, comme mentionné à la pièce
25 HQD-3, document 4 [B-0013]. L'imprévisibilité des prix du pétrole, sur lesquels
26 le Distributeur n'a aucun contrôle, en est la principale cause.

12. **Références :** (i) Pièce [B-0013](#), p. 13, tableau 1;
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 14, tableau 2.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'historique du coût de retraite du Distributeur ainsi que les écarts d'une année à l'autre (en M\$ et %).

TABLEAU 1 :
HISTORIQUE COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR 2004-2016 (M\$)

	Réel (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts Réels / Année ant.
2004	-		
2005	47,8	47,8	
2006	87,9	40,1	84%
2007	98,3	10,4	12%
2008	50,4	(47,9)	-49%
2009	25,7	(24,7)	-49%
2010	18,4	(7,3)	-28%
2011	37,0	18,6	101%
2012	47,4	10,4	28%
2013	154,2	106,8	225%
2014	98,3	(55,9)	-36%
2015	110,6	12,3	13%
2016	26,5	(84,1)	-76%
	802,5		

- (ii) Le Distributeur présente au tableau 2, l'historique des taux d'actualisation et du coût de retraite d'Hydro-Québec.

TABLEAU 2 :
HISTORIQUE TAUX D'ACTUALISATION ET COÛT DE RETRAITE HYDRO QUÉBEC 2008-2018

	Réel										Année de base	Année témoin
	2008 PCGR	2009 PCGR	2010 PCGR	2011 PCGR	2012 IFRS	2013 IFRS	2014 IFRS	2015 US GAAP ¹	2016 US GAAP ²	2017 US GAAP ³		
Taux d'actualisation	5,53%	7,49%	6,17%	5,54%	5,01%	4,36%	4,77%	3,98%	4,00%	3,94%	3,64%	
Coût de retraite HQ (M\$)	135	62	21	123	156	523	349	416	100	22	68	

SP = Services passés

¹ US GAAP (339 -29 (SP) = 310) / IFRS (513) : 416,0

² 116-16 (SP) = 100

³ 33-11 (SP) = 22

⁴ 75-7 (SP) = 68

Demandes :

12.1 Veuillez confirmer que du point de vue réglementaire, les PCGR du Canada s'appliquent aux années 2011 et précédentes, les IFRS du 1^{er} janvier 2012 jusqu'au 9 juillet 2015 et les PCGR des États-Unis à compter du 10 juillet 2015. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

12.2 Veuillez confirmer que du point de vue statutaire, les PCGR du Canada s'appliquent jusqu'au 31 décembre 2014, et les PCGR des États-Unis à partir du 1^{er} janvier 2015. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

2 **Le Distributeur le confirme.**

12.3 Veuillez quantifier les écarts réels et annuels (référence (i)) liés aux changements de référentiel comptable, notamment le basculement aux IFRS du 1^{er} janvier 2012 jusqu'au 9 juillet 2015. Veuillez expliquer.

Réponse :

3 **Le Distributeur présente plutôt au Tableau R-12.3, les quotes-parts réelles**
4 **(2004 à 2011) et théoriques (2012 à 2015) du Distributeur du coût de retraite**
5 **établi selon le référentiel comptable utilisé dans les états financiers à vocation**
6 **générale d'Hydro-Québec, soit les PCGR du Canada de 2004 à 2014 et les**
7 **PCGR des États-Unis en 2015. Ce tableau permet d'exclure l'effet lié au**
8 **basculement aux Normes internationales d'information financière (IFRS).**

**TABLEAU R-12.3 :
ÉCARTS ANNUELS DES QUOTES-PARTS RÉELLES (2004 À 2011) ET THÉORIQUES
(2012 À 2015) DU COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR
2004-2015**

	Quote-part HQD selon référentiel de comparaison (M\$)	Écarts Année / Année antérieure selon référentiel de comparaison (M\$)	% d'écarts
2004	-		
2005	47,8	47,8	
2006	87,9	40,1	84%
2007	98,3	10,4	12%
2008	50,4	(47,9)	-49%
2009	25,7	(24,7)	-49%
2010	18,4	(7,3)	-28%
2011	37,0	18,6	101%
2012	33,2	(3,8)	-10%
2013	78,1	44,9	135%
2014	72,4	(5,7)	-7%
2015	82,4	10,0	14%

12.4 Veuillez compléter le tableau 2, en fournissant les taux suivants (en %) pour le régime de retraite sur la période 2008 à 2018 :

- Taux d'actualisation du coût des services rendus;
- Taux d'actualisation des intérêts sur les obligations;
- Taux de rendement prévu à long terme des actifs des régimes;
- Taux de croissance des salaires;
- Coût de retraite HQ;
- Quote-part du Distributeur.

Réponse :

1 Le Distributeur présente les informations demandées dans le tableau R-12.4.

**TABLEAU R-12.4
HISTORIQUE DES HYPOTHÈSES ET DU COÛT DE RETRAITE D'HYDRO-QUÉBEC
2008-2018**

	Réal										Année de base	Année témoin
	2008 PCGR	2009 PCGR	2010 PCGR ¹	2011 PCGR	2012 IFRS	2013 IFRS	2014 IFRS	2015 IFRS / US GAAP ²	2016 US GAAP ³	2017 US GAAP ⁴		
Taux d'actualisation	5,53%	7,49%	6,17%	5,54%	5,01%	4,36%	4,77%	3,98%	-	-	-	
Taux d'actualisation du coût des services rendus	-	-	-	-	-	-	-	-	4,00%	3,94%	3,64%	
Taux d'actualisation des intérêts sur l'obligation	-	-	-	-	-	-	-	-	3,34%	3,33%	2,96%	
Taux de rendement prévu des actifs	6,25%	6,25%	6,75%	6,75%	6,75%	4,36%	4,77%	3,98% / 6,75%	6,50%	6,50%	6,50%	
Taux de croissance des salaires	3,26%	2,86%	2,97%	2,60%	2,61%	2,39%	3,31%	3,23%	3,21%	3,14%	3,09%	
Coût de retraite HQ (M\$)	135	62	21	123	156	523	349	416	100	22	68	
Quote-part du Distributeur (M\$)	50,4	25,7	18,4	37,0	47,4	154,2	98,3	110,6	26,5	5,9	18,6	

SP = Services passés

¹ Les années avant l'établissement du compte d'écart ne sont pas comparables.

² US GAAP (339 - 29 (SP) = 310) / IFRS (513) : 416,0

³ 116-16 (SP) = 100

⁴ 33-11 (SP) = 22

⁵ 75-7 (SP) = 68

- 13. Références :** (i) Pièce [B-0013](#), p. 15;
(ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0028](#), p. 14.

Préambule :

(i) « Des analyses de sensibilité démontrent qu'une fluctuation de 1 % du taux d'actualisation du passif peut entraîner un mouvement de près de 300 M\$ du coût de retraite. Ces variations du taux d'actualisation, dictées par les taux d'intérêts, sont entièrement hors du contrôle d'Hydro-Québec.

Les variations du rendement de l'actif affectent les autres composantes du coût de retraite. Ainsi, des analyses de sensibilité démontrent qu'une variation de 10 % du rendement de l'actif de la caisse de retraite autour du rendement espéré entraîne une fluctuation de près de 200 M\$ du coût de retraite. [...]

Le coût de retraite est également influencé par les augmentations salariales. À titre d'exemple, une augmentation salariale additionnelle de 1 % octroyée à tous les employés actifs d'Hydro-Québec se traduit par un impact estimé de 15 M\$ sur le coût de retraite de l'année suivante, dont environ 5 M\$ sur le coût des services rendus (augmentation d'environ 1 % de celui-ci), 3 M\$ d'intérêts sur le passif relatif aux obligations au titre des prestations projetées et 7 M\$ sur l'amortissement de la perte actuarielle. Le Distributeur constate donc que les éléments sous le contrôle d'Hydro-Québec n'influencent que très peu les coûts de retraite annuels. » [nous soulignons]

(ii) « Hydro-Québec considère donc que son objectif de maintenir une rémunération globale comparable à celle du marché est atteint. Ce résultat est le fruit des efforts importants de l'entreprise au cours des dernières années :

- le gel des salaires des employés syndiqués pour les années 2014 et 2015 ;
- le partage à parts égales du coût du régime de retraite pour tous les employés ;

- *l'application des dispositions du projet de loi no 100 aux cadres intermédiaires et à certains professionnels de 2011 à 2015, limitant les hausses de salaires octroyées annuellement (6,5 % sur cinq ans). » [nous soulignons]*

Demandes :

13.1 Veuillez fournir le détail du calcul qui montre « *qu'une fluctuation de 1 % du taux d'actualisation du passif peut entraîner un mouvement de près de 300 M\$ du coût de retraite* ».

Réponse :

1 **Une sensibilité est établie mensuellement pour un intervalle de $\pm 1\%$ autour du**
 2 **taux d'actualisation. Une moyenne arithmétique de l'impact moyen d'une telle**
 3 **déviations est établie de janvier 2015 à décembre 2016. L'impact moyen est de**
 4 **290 M\$ pour une hausse ou une baisse de 1% du taux d'actualisation (579 M\$**
 5 **de -1% à +1%).**

**TABLEAU R-13.1 :
SENSIBILITÉ D'UNE VARIATION DE 1 % DU TAUX D'ACTUALISATION (M\$)**

Date	Sensibilité (-1% à +1%)	Date	Sensibilité (-1% à +1%)
2015-01-31	633	2016-02-29	546
2015-02-28	633	2016-03-31	542
2015-03-31	628	2016-04-30	551
2015-04-30	602	2016-05-31	572
2015-05-31	599	2016-06-30	611
2015-06-30	565	2016-07-31	620
2015-07-31	600	2016-08-31	631
2015-08-31	570	2016-09-30	651
2015-09-30	559	2016-10-31	610
2015-10-31	528	2016-11-30	550
2015-11-30	552	2016-12-31	512
2015-12-31	503	Moyenne	579
2016-01-31	535		

13.2 Veuillez fournir le détail du calcul qui montre « *qu'une variation de 10 % du rendement de l'actif de la caisse de retraite autour du rendement espéré entraîne une fluctuation de près de 200 M\$ du coût de retraite* ».

Réponse :

6 **Une sensibilité est établie mensuellement pour un intervalle de $\pm 10\%$ autour**
 7 **du taux de rendement prévu de l'actif. Une moyenne arithmétique de l'impact**
 8 **moyen d'une telle déviations est établie sur la période de janvier 2015 à**
 9 **décembre 2016. L'impact moyen est de 188 M\$ pour une hausse ou un baisse**
 10 **de 10% de l'actif (375 M\$ de -10% à + 10%).**

TABLEAU R-13.2 :
SENSIBILITÉ D'UNE VARIATION DE 10 % DU TAUX DE RENDEMENT (M\$)

Date	Sensibilité (-10% à +10%)	Date	Sensibilité (-10% à +10%)
2015-01-31	361	2016-02-29	379
2015-02-28	351	2016-03-31	384
2015-03-31	290	2016-04-30	382
2015-04-30	278	2016-05-31	391
2015-05-31	377	2016-06-30	391
2015-06-30	368	2016-07-31	403
2015-07-31	381	2016-08-31	404
2015-08-31	367	2016-09-30	407
2015-09-30	378	2016-10-31	408
2015-10-31	368	2016-11-30	404
2015-11-30	369	2016-12-31	392
2015-12-31	379	Moyenne	375
2016-01-31	388		

13.3 Veuillez fournir le détail du calcul qui montre qu'« une augmentation salariale additionnelle de 1 % octroyée à tous les employés actifs d'Hydro-Québec se traduit par un impact estimé de 15 M\$ sur le coût de retraite de l'année suivante, dont environ 5 M\$ sur le coût des services rendus (augmentation d'environ 1 % de celui-ci), 3 M\$ d'intérêts sur le passif relatif aux obligations au titre des prestations projetées et 7 M\$ sur l'amortissement de la perte actuarielle ».

Réponse :

1 **Une majoration de la masse salariale de 1% aurait un impact uniquement sur**
 2 **les flux monétaires futurs liés aux prestations à payer aux participants actifs**
 3 **du régime. Les retraités et inactifs, ne recevant plus de salaire, n'auraient pas**
 4 **droit à cette augmentation et ne verraient donc pas leurs rentes affectées.**

5 **La hausse salariale entraînerait une hausse d'un peu moins de 1 % de**
 6 **l'obligation au titre des prestations projetées attribuable aux employés actifs,**
 7 **soit d'environ 110 M\$, ce qui constituerait une perte actuarielle. Cela**
 8 **entraînerait une hausse de l'amortissement de la perte actuarielle nette de**
 9 **l'année suivante de 7 M\$ à 8 M\$.**

10 **Le coût des services rendus, attribuable exclusivement aux employés actifs,**
 11 **de 480 M\$ serait majoré d'un peu moins de 1%. La hausse salariale**
 12 **entraînerait une hausse du coût des services rendus de 4 à 5 M\$.**

13 **L'intérêt sur l'obligation serait augmenté principalement par l'augmentation de**
 14 **l'obligation au titre des prestations projetées (voir ci-dessus). Avec un taux**
 15 **d'actualisation pour le calcul de l'intérêt sur l'obligation de 2,96%, l'impact**
 16 **serait une hausse de cette composante du coût de l'ordre de 3 M\$ à 4 M\$.**

1 **L'impact total sur le coût de retraite de l'année suivante :**

2
3 **Hausse de l'amortissement de la perte actuarielle nette de 7 M\$ à 8 M\$**
4 **+ Hausse du coût des services rendus de 4 M\$ à 5 M\$**
5 **+ Hausse de l'intérêt sur l'obligation de 3 M\$ à 4 M\$**
6 **Hausse du coût de retraite de 15 M\$ à 16 M\$**

13.4 Veuillez quantifier l'impact sur le coût de retraite d'un changement dans le partage du coût du régime entre Hydro-Québec et les employés.

Réponse :

7 **Comme mentionné à la pièce HQD-5, document 2, page 6, l'impact sur le coût**
8 **de retraite du changement dans le partage du coût du régime entre**
9 **Hydro-Québec et les employés pour 2018 est le suivant :**

10 **La mise en place du partage à parts égales du coût du service courant du**
11 **régime de retraite avec les employés a commencé en 2015 avec une**
12 **augmentation des cotisations des employés de 1 %. Elle se poursuit en**
13 **2016, 2017 et 2018 avec une augmentation de 0,75 % par année. En 2018,**
14 **cette augmentation devrait se traduire, pour cet élément seulement, par une**
15 **baisse estimée du coût de retraite d'Hydro-Québec d'environ 57 M\$ par**
16 **rapport au niveau de cotisation de 2014 à 7,5 %.**

17 **Cette baisse estimée du coût de retraite de 57 M\$ représente une**
18 **augmentation totale des cotisations des employés de 3,25 %.**

13.5 Veuillez indiquer les années où il y a eu un changement de partage du coût du régime entre Hydro-Québec et les employés. Veuillez indiquer les pourcentages du partage pour chacune des années de 2004 à 2018.

Réponse :

19 **Le tableau R-13.5 présente la répartition des taux effectifs des cotisations**
20 **pour la période de 2004 à 2018.**

TABLEAU R-13.5 :
RÉPARTITION DES TAUX EFFECTIFS DES COTISATIONS POUR LA PÉRIODE DE 2004 À 2018

Années	Cotisations salariales des employés	Cotisations d'Hydro-Québec	Total
2004	1,0%	1,8%	2,8%
2005	2,0%	20,6%	22,6%
2006	3,0%	21,9%	24,9%
2007	4,0%	0,0%	4,0%
2008	4,9%	18,8%	23,7%
2009	5,9%	18,5%	24,4%
2010	6,5%	17,3%	23,8%
2011	7,0%	15,2%	22,2%
2012	7,5%	14,5%	22,0%
2013	7,5%	14,9%	22,4%
2014	7,5%	15,8%	23,3%
2015	8,5%	14,5%	23,0%
2016	9,3%	17,5%	26,7%
2017	10,0%	16,4%	26,4%
2018	10,8%	nd	nd

1 Les années où il y a eu un changement de partage du coût du régime se
2 détaillent comme suit :

- 3 • 2004 : Reprise progressive du versement des cotisations salariales ;
- 4 • 2009 : Négociations pour augmenter progressivement les cotisations
5 salariales à 7,5 % ;
- 6 • 2014 : Négociations pour augmenter progressivement les cotisations
7 salariales à 50 % de la cotisation d'exercice ;
- 8 • 2015 : Augmentation de 7,5 % à 8,5 %, soit 1 % ;
- 9 • 2016 à 2018 : Hausse maximale de 0,75 % par rapport à l'année
10 précédente.

14. Référence : Pièce [B-0013](#), p. 15.

Préambule :

« À partir des constats exposés ci-dessus, le Distributeur est d'avis que l'évolution du coût de retraite ne peut s'inscrire dans une formule d'indexation qui ne refléterait pas les fluctuations des valeurs de marché, tant pour le taux d'actualisation que pour le rendement de l'actif. L'évolution du coût de retraite intégré dans les revenus requis du Distributeur ne peut être

conditionnée par l'application d'une formule de type I-X, les facteurs d'inflation et de productivité ne reflétant pas la réalité des marchés qui influencent les régimes de retraite. »

Demande :

14.1 Veuillez indiquer la position du Distributeur quant au coût des autres régimes. Veuillez élaborer et déposer les tableaux sur l'historique des données (par exemple, le tableau 1 de la question no 12 et celui de la réponse 12.4) qui appuient votre position.

Réponse :

1 **Contrairement au coût de retraite, le coût des autres régimes est assez stable**
2 **dans le temps. À cet effet, le Distributeur a produit un historique détaillé,**
3 **couvrant les années 2009 à 2016, du coût des autres régimes au tableau R-4.3**
4 **de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQTD-2,**
5 **document 1 révisé (B-0025) du dossier R-4009-2017.**

6 **Le coût des autres régimes comptabilisé selon les principes comptables**
7 **généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis) connaît peu de**
8 **volatilité entre les années 2016 et 2018. Puisque les autres régimes sont très**
9 **peu capitalisés, cela induit moins de volatilité. Cette situation devrait se**
10 **poursuivre pour les prochaines années.**

15. **Référence :** Pièce [B-0013](#), p. 25 et 26.

Préambule :

Le Distributeur propose le retrait des CER suivants :

- Compte d'écarts relatif au coût de retraite;
- Compte d'écarts relatif au TEQ (anciennement BEIÉ);
- Compte d'écarts relatif aux combustibles;
- Compte d'écarts relatif au tarif de maintien de la charge.

Le Distributeur propose le maintien des CER suivants :

- Compte d'écarts relatif aux événements imprévisibles en réseaux autonomes;
- Compte d'écarts relatif aux pannes majeures;
- Compte de *pass-on* pour les achats d'électricité;
- Compte de nivellement pour les aléas climatiques;
- Compte d'écarts relatif à la charge locale de transport.

Le Distributeur indique que :

« Cette proposition a pour but de limiter le nombre d'éléments à suivre à l'extérieur de la formule d'indexation, comme le souhaite la Régie, et ainsi, favoriser l'allègement réglementaire en vertu de l'article 48.1. En outre, le Distributeur souligne que le MTÉR permet le traitement d'écarts découlant d'éventuelles variations de coûts autorisés/réels pour les exclusions auxquelles ces comptes d'écarts auraient pu être associés. De fait, le MTÉR

permet de traiter les écarts de prévision de toutes les dépenses associées aux coûts de distribution et de services à la clientèle. À cet égard, le Distributeur rappelle que, comme il est d'ailleurs prévu dans le cadre de la phase 3 du MRI, les dispositions de ce mécanisme seront revues afin de tenir compte de l'ensemble du nouveau régime réglementaire établi. »

Demandes :

15.1 Veuillez déposer un tableau en fournissant les coûts autorisés, les coûts réels et les écarts (en M\$ et %), sur la période 2004 à 2016 ainsi que l'année de base 2017, pour les CER suivants :

- Compte d'écarts relatif au coût de retraite;
- Compte d'écarts relatif au TEQ (anciennement BEIÉ);
- Compte d'écarts relatif aux combustibles;
- Compte d'écarts relatif au tarif de maintien de la charge.

Pour le compte d'écarts relatif au coût de retraite, veuillez indiquer le référentiel comptable en vigueur pour chacune des années 2004 à 2017 (PCGR du Canada, IFRS, PCGR des États-Unis).

Réponse :

1 **Le tableau R-15.1 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-15.1 :
HISTORIQUE DES COMPTES D'ÉCARTS RELATIFS AUX COÛT DE RETRAITE, À TEQ, AUX COMBUSTIBLES ET
AU TARIF DE MAINTIEN DE LA CHARGE

Années	Coût de retraite ¹					TEQ (anc. BEIÉ) ²				Combustibles ³				Tarif de maintien de la charge ⁴			
	Référentiel comptable	Autorisé	Réel ⁵	Écarts		Autorisé	Réel ⁵	Écarts		Autorisé	Réel ⁵	Écarts		Autorisé	Réel ⁵	Écarts	
				M\$	%			M\$	%			M\$	%			M\$	%
2004	PCGR	(18,2)	-	18,2	-100%		s.o.	s.o.	26,9	42,9	16,0	59%			s.o.	s.o.	
2005	PCGR	18,2	47,8	29,6	163%		s.o.	s.o.	31,1	55,3	24,2	78%			s.o.	s.o.	
2006	PCGR	70,5	87,9	17,4	25%		s.o.	s.o.	58,1	58,7	0,6	1%			s.o.	s.o.	
2007	PCGR	96,8	98,3	1,5	2%		s.o.	s.o.	69,1	61,8	(7,3)	-11%			s.o.	s.o.	
2008	PCGR	78,2	50,4	(27,8)	-36%		s.o.	s.o.	75,2	69,9	(5,3)	-7%			s.o.	s.o.	
2009	PCGR	57,2	25,7	(31,5)	-55%		s.o.	s.o.	82,9	92,4	9,5	11%	-	1,1	1,1	100%	
2010	PCGR	55,6	18,4	(37,2)	-67%		s.o.	s.o.	72,8	71,8	(1,0)	-1%	-	2,3	2,3	100%	
2011	PCGR	69,4	37,0	(32,4)	-47%		s.o.	s.o.	88,2	83,0	(5,2)	-6%	-	2,0	2,0	100%	
2012	IFRS	45,7	47,4	1,7	4%	-	37,3	37,3	100%	92,0	94,5	2,5	3%	-	0,5	0,5	100%
2013	IFRS	97,1	154,2	57,1	59%	34,3	27,0	(7,3)	-21%	100,0	98,9	(1,1)	-1%	-	-	-	
2014	IFRS	120,8	98,3	(22,5)	-19%	44,6	24,6	(20,0)	-45%	98,1	104,4	6,3	6%	-	-	-	
2015	IFRS / US GAAP	118,3	110,6	(7,7)	-7%	24,5	31,9	7,4	30%	96,4	91,3	(5,1)	-5%	-	-	-	
2016	US GAAP	51,2	26,5	(24,7)	-48%	24,6	35,6	11,0	45%	76,9	77,1	0,2	0%	-	-	-	
2017	US GAAP	23,0	(2,1)	(25,1)	-109%	35,9	35,9	-	0%	86,2	83,3	(2,9)	-3%	-	-	-	

¹ Compte d'écarts relatif au coût de retraite autorisé à compter de 2011 (D-2011-028, p. 41).

² Compte d'écarts relatif aux charges de TEQ (anc. BEIÉ) autorisé à compter de 2013 (D-2013-037, p. 77). Le Distributeur rappelle que, avant 2012, ces coûts étaient capitalisés aux investissements.

³ Compte d'écarts relatif aux combustibles autorisé à compter de 2009 (D-2009-016, p. 62).

⁴ Compte d'écarts relatif au tarif de maintien de la charge autorisé à compter de 2009 (D-2010-022, p.45).

⁵ Année de base pour 2017

15.2 Veuillez déposer un tableau en fournissant les coûts autorisés, les coûts réels et les écarts (en M\$ et %), sur la période 2004 à 2016 ainsi que l'année de base 2017, pour les CER suivants :

- Compte d'écarts relatif aux pannes majeures;
- Compte de *pass-on* pour les achats d'électricité;
- Compte d'écarts relatif à la charge locale de transport.

Réponse :

1 Le tableau R-15.2-A présente l'information demandée concernant les comptes
2 d'écarts relatifs aux pannes majeures et à la charge locale de transport alors
3 que le tableau R-15.2-B présente l'information demandée concernant le
4 compte de *pass-on* pour les achats d'électricité.

TABLEAU R-15.2-A :
HISTORIQUE DES COMPTES D'ÉCARTS RELATIFS
AUX PANNES MAJEURES ET À LA CHARGE LOCALE DE TRANSPORT (M\$)

Années	Pannes majeures ¹					Charge locale ²			
	Autorisé	Réel ³	Écarts		Écarts excédent seuil de 16 M\$	Autorisé	Réel ³	Écarts	
			M\$	%				M\$	%
2004	-	1,2	1,2	100%	s.o.	2 313,0	2 313,0	-	-
2005	-	7,6	7,6	100%	s.o.	2 313,0	2 483,0	170,0	7%
2006	-	34,1	34,1	100%	s.o.	2 313,0	2 483,0	170,0	7%
2007	-	9,6	9,6	100%	s.o.	2 483,0	2 483,0	-	-
2008	-	21,7	21,7	100%	s.o.	2 525,8	2 525,8	-	-
2009	8,0	6,3	(1,7)	-21%	-	2 575,0	2 575,0	-	-
2010	8,0	11,5	3,5	44%	-	2 635,2	2 651,4	16,2	1%
2011	8,0	21,4	13,4	168%	5,4	2 690,6	2 644,6	(46,0)	-2%
2012	8,0	24,1	16,1	201%	8,1	2 641,3	2 624,4	(16,9)	-1%
2013	8,0	41,4	33,4	418%	25,4	2 624,4	2 594,6	(29,8)	-1%
2014	8,0	10,5	2,5	31%	-	2 769,6	2 765,3	(4,3)	0%
2015	8,0	5,7	(2,3)	-29%	-	2 796,6	2 801,6	5,0	0%
2016	8,0	20,1	12,1	151%	4,1	2 743,6	2 743,6	-	-
2017	8,0	8,0	-	0%	-	2 857,1	2 859,1	2,0	0%

¹ Compte d'écarts relatif aux pannes majeures et provision de 8 M\$ autorisé à compter de 2009 (D-2009-016, p. 15-16).

² Compte d'écarts relatif à la charge locale de transport autorisé à compter de 2003 (D-2003-93, p. 21).

³ Année de base pour 2017

**TABLEAU R-15.2-B :
HISTORIQUE DES COMPTES DE PASS-ON POUR LES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ
POUR LES ANNÉES 2004 À 2017**

Années	Autorisé	Réel	Écart		
			M\$	%	
2004			S.O.	S.O.	
2005	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 603,5	4 595,0	-8,5	
	postpatrimonial	166,3	196,0	29,7	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	4 161,2	4 121,6	-39,6	-1,0%
	postpatrimonial	150,3	177,0	26,7	17,8%
	ventes			<u>38,7</u>	
Pass-on total *			<u>25,9</u>		
* Inclut un ajustement présenté au rapport annuel de 2006					
2006	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 603,5	4 548,9	-54,6	
	postpatrimonial	707,1	238,1	-469,0	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 982,7	3 931,0	-51,7	-1,3%
	postpatrimonial	611,3	204,5	-406,8	-66,5%
	ventes			<u>191,4</u>	
Pass-on total *			<u>-267,1</u>		
* Inclut un ajustement présenté au rapport annuel de 2007					
2007	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 603,5	4 609,4	5,9	
	postpatrimonial	663,9	602,6	-61,3	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 969,5	3 962,2	-7,3	-0,2%
	postpatrimonial	572,6	514,9	-57,7	-10,1%
	ventes			<u>34,6</u>	
Pass-on total			<u>-30,3</u>		
2008	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 603,5	4 611,3	7,8	
	postpatrimonial	555,9	431,4	-124,5	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 968,3	3 958,6	-9,7	-0,2%
	postpatrimonial	467,6	361,0	-106,7	-22,8%
	ventes			<u>58,9</u>	
Pass-on total			<u>-57,4</u>		

**TABLEAU R-15.2-B :
HISTORIQUE DES COMPTES DE PASS-ON POUR LES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ
POUR LES ANNÉES 2004 À 2017 (SUITE)**

Années		Autorisé	Réel	Écart	
				M\$	%
2009	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 603,5	4 536,5	-67,0	
	postpatrimonial	487,3	380,1	-107,2	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 926,7	3 908,9	-17,8	-0,5%
	postpatrimonial	405,0	319,2	-85,8	-21,2%
	ventes			72,8	
Pass-on total			<u>-30,8</u>		
2010	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 570,2	4 543,9	-26,3	
	postpatrimonial	285,1	377,8	92,7	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 956,3	3 888,3	-68,0	-1,7%
	postpatrimonial	235,6	307,9	72,3	30,7%
	ventes			52,1	
Pass-on total			<u>56,5</u>		
2011	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 597,8	4 555,7	-42,1	
	postpatrimonial	576,4	535,6	-40,8	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 934,1	3 926,0	-8,1	-0,2%
	postpatrimonial	469,4	440,4	-29,0	-6,2%
	ventes			34,6	
Pass-on total			<u>-2,5</u>		
2012	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 590,3	4 468,0	-122,3	
	postpatrimonial	641,8	642,7	0,9	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 945,8	3 836,8	-109,0	-2,8%
	postpatrimonial	524,2	524,3	0,1	0,0%
	ventes			113,1	
Pass-on total			<u>4,2</u>		

**TABLEAU R-15.2-B :
HISTORIQUE DES COMPTES DE PASS-ON POUR LES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ
POUR LES ANNÉES 2004 À 2017 (SUITE)**

Années		Autorisé	Réel	Écart	
				M\$	%
2013	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 519,7	4 497,0	-22,7	
	postpatrimonial	980,7	1 060,9	80,2	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 868,6	3 901,1	32,5	0,8%
	postpatrimonial	817,6	898,2	80,6	9,9%
	ventes			-65,3	
			47,7		
	Ajustement D-2014-037			-24,4	
	Pass-on total			<u>23,3</u>	
2014	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 485,8	4 508,2	22,4	
	postpatrimonial	1 199,2	1 684,6	485,4	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 937,0	3 958,0	21,0	0,5%
	postpatrimonial	1 029,7	1 446,7	417,0	40,5%
	ventes			-116,1	
	Pass-on total			<u>322,0</u>	
2015	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 515,0	4 399,4	-115,6	
	postpatrimonial	1 434,9	1 671,9	237,0	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 953,6	3 867,7	-85,9	-2,2%
	postpatrimonial	1 227,8	1 437,1	209,3	17,0%
	ventes			-3,3	
	Pass-on total			<u>120,1</u>	
2016	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 515,2	4 462,2	-53,0	
	postpatrimonial	1 546,0	1 492,2	-53,8	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 980,2	3 888,6	-91,6	-2,3%
	postpatrimonial	1 329,1	1 265,4	-63,7	-4,8%
	ventes			126,5	
	Pass-on total			<u>-28,8</u>	
2017 (Année de base)	Aux revenus requis				
	patrimonial	4 480,4	4 475,6	-4,8	
	postpatrimonial	1 615,1	1 584,5	-30,6	
	Excluant contrats spéciaux				
	patrimonial	3 909,5	3 894,2	-15,3	-0,4%
	postpatrimonial	1 367,6	1 337,0	-30,6	-2,2%
	ventes			37,0	
	Pass-on total			<u>-8,9</u>	

PRÉVISION DE LA DEMANDE

16. **Références :** (i) Pièce [B-0015](#), p. 10;
(ii) Pièce [B-0015](#), p. 11;
(iii) Pièce [B-0015](#), p. 32.

Préambule :

(i) « Aux secteurs commercial, institutionnel et industriel PME, les variations des ventes entre 2016 et 2017 et entre 2017 et 2018 sont estimées respectivement à environ 30 GWh et 509 GWh. Le Distributeur évalue à 180 GWh et 140 GWh l'impact de l'activité économique sur la croissance des ventes de 2017 et de 2018. De plus, le programme de conversion à l'électricité ajoute 68 GWh entre 2016 et 2017 et 272 GWh entre 2017 et 2018. Quant aux incitatifs commerciaux visant à stimuler l'implantation de centres d'hébergement de données au Québec, ils permettent d'ajouter 100 GWh aux ventes entre 2016 et 2017 et 170 GWh entre 2017 et 2018, essentiellement au tarif LG. Dans une moindre mesure, l'impact des véhicules électriques sur la croissance des ventes en 2018 est de 10 GWh. »

(ii) « Les industries exportant davantage vers les États-Unis, telles que les produits du bois, du papier, de la chimie et du caoutchouc et plastique, sont les plus susceptibles d'être affectées par la montée des barrières commerciales et la renégociation des ententes commerciales. Ces industries étant par nature des grands clients du Distributeur, l'impact sur les ventes d'électricité pourrait être important.

[...]

Pour les contrats spéciaux, la croissance prévue de 431 GWh en 2018 découle d'un faible volume d'achat en 2017 du client Rio Tinto, qui bénéficie d'une forte hydraulité, contrebalancé en partie par la fin du contrat de Silicium Québec le 30 juin 2018. » [nous soulignons]

(iii) Tableau B-2 : Comparaison de la prévision économique du Québec.

Demands :

16.1 Veuillez préciser si l'impact prévu du programme de conversion à l'électricité sur les ventes en 2017 et 2018 sont établies sur la base de projets existants en cours de conversion, ou déjà convertis, ou plutôt sur l'hypothèse de projets de conversion conditionnels à l'approbation de ce programme par la Régie (référence (i)).

Réponse :

1 **L'impact du programme Conversion à l'électricité pris en compte dans la**
2 **prévision des ventes du Distributeur est de 68 GWh en 2017 et de 340 GWh en**
3 **2018, soit les ventes additionnelles prévues au dossier R-4000-2017.**

16.2 Veuillez quantifier (en GWh) l'impact que pourraient avoir la montée des barrières commerciales et la renégociation des ententes commerciales sur les ventes au tarif L et aux contrats spéciaux pour l'année de base et l'année témoin (référence (ii)).

Réponse :

1 **Plusieurs litiges commerciaux avec les États-Unis sont présentement à l'étude**
2 **par les instances concernées. Selon les droits imposés et les secteurs**
3 **d'activités visés, les impacts pourraient être sensiblement différents. Ce**
4 **contexte incertain empêche le Distributeur de faire une évaluation des**
5 **quantités d'énergie en jeu pour l'année 2018.**

6 **Par ailleurs, pour le secteur des pâtes et papiers, visé par des barrières**
7 **commerciales, le Distributeur envisage déjà une baisse de 0,8 TWh par année**
8 **pour l'année de base et l'année témoin.**

16.3 Veuillez élaborer sur le degré de précision de la prévision relativement au client Rio Tinto et confirmer que la situation de l'hydraulicité prévue pour 2018 correspond à un scénario d'hydraulicité moyenne (référence (ii)).

Réponse :

9 **Le scénario à hydraulicité moyenne est retenu pour les ventes prévues de**
10 **l'année 2018.**

11 **Toutefois, les consommations découlant du contrat d'énergie avec le client**
12 **Rio Tinto varient d'une manière importante d'une année à l'autre,**
13 **principalement en raison des apports hydrauliques. Historiquement, ces**
14 **consommations ont oscillé entre 0,2 TWh et 2,6 TWh. Cette variation peut**
15 **entraîner des écarts parfois importants par rapport à la prévision de l'année**
16 **témoin.**

16.4 La Régie constate que les anticipations du Distributeur concernant la croissance du PIB manufacturier du Québec, pour 2017 comme pour 2018 (référence (iii)), sont significativement supérieures à celles des autres prévisionnistes. Par ailleurs, en ce qui concerne la croissance du PIB tertiaire, la situation inverse se produit alors que les prévisions du Distributeur sont inférieures à celles de ces mêmes prévisionnistes. Pour ces deux indicateurs, veuillez expliquer les écarts entre les prévisions du Distributeur et celles des autres prévisionnistes.

Réponse :

17 **Il est difficile d'établir une comparaison valable de la prévision du Distributeur**
18 **avec celles de ces deux organismes puisque le Distributeur ne connaît pas les**
19 **hypothèses et les relations économiques sous-jacentes aux prévisions**
20 **économiques d'IHS et du Conference Board.**

1 De plus, des différences peuvent s'observer selon le moment de l'émission de
2 la prévision de chacun des organismes. Par exemple, la prévision du
3 Conference Board produite le 4 mai 2017 et montrée au tableau B-2
4 (référence iii) anticipe une croissance du PIB manufacturier au Québec de
5 1,1 % et 1,5 % pour les années 2017 et 2018 alors que le Distributeur l'avait
6 estimée à 2,5 % et 2,3 % (soit 4,8 % au total pour les deux années). En juillet
7 2017, soit moins de 3 mois plus tard, le Conference Board a revu sa prévision
8 à 4,7 % pour l'année 2017 et 1,4 % pour l'année 2018 (6,1 % au total pour les
9 deux années).

10 Le Distributeur rappelle que la comparaison de sa prévision avec les autres
11 organismes est donnée à titre indicatif et qu'elle ne lui sert aucunement pour
12 établir sa prévision économique. Une telle comparaison est d'autant plus
13 hasardeuse pour les PIB tertiaire et manufacturier qu'elle ne s'appuie que sur
14 la prévision de deux autres organismes.

APPROVISIONNEMENTS

17. **Références :**
- (i) Pièce [B-0022](#), p. 6;
 - (ii) Dossier R-3986-2016, pièce [B-0008](#), p. 18;
 - (iii) Dossier R-4012, pièce [B-0034](#), p. 6.

Préambule :

(i) « Les besoins en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2017-2018 sont de 37 853 MW [...] ».

(ii) Tableau 2A-6 : Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages.

Dans le cadre du plan d'approvisionnement 2017-2018, le Distributeur prévoit, pour la pointe d'hiver 2017-2018, des besoins réguliers de 37 946 MW.

(iii) Demande tarifaire 2018 du Transporteur :

« La charge locale est constituée de l'ensemble des besoins de transport des clients du Distributeur, à l'exclusion des clients des réseaux autonomes.

La prévision des besoins de transport pour la charge locale est de 37 778 MW pour l'année 2018. »

Demandes :

17.1 Veuillez concilier les valeurs de besoins à la pointe d'hiver des références (i), (ii) et (iii).

Réponse :

1 La valeur de 37 946 MW (référence ii) correspond à la prévision des besoins
2 en puissance à la pointe d'hiver 2017-2018 du Distributeur déposée en
3 novembre 2016 dans le cadre du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*. Dans
4 le présent dossier, la mise à jour de la prévision indique des besoins du
5 Distributeur en puissance à la pointe d'hiver 2017-2018 de 37 853 MW, soit un
6 écart de -93 MW par rapport à celle du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*.
7 Cet écart est essentiellement attribuable à une révision à la baisse de la
8 demande au secteur industriel grandes entreprises (écart d'environ -100 MW).

9 La valeur de 37 778 MW associée à la charge locale du Transporteur pour
10 l'année 2018 découle de la prévision des besoins du Distributeur en
11 puissance à la pointe d'hiver 2017-2018 du présent dossier, à laquelle est
12 soustraite la consommation des centrales.

17.2 Veuillez confirmer que la prévision des besoins en puissance prévus pour la pointe de l'hiver 2017-2018 (référence (i)) inclut la contribution des véhicules électriques de même que celle attribuable au programme de conversion à l'électricité. Veuillez également préciser l'impact respectif estimé de ces deux éléments aux besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018.

Réponse :

13 Le Distributeur le confirme. La prévision des besoins en puissance de l'hiver
14 2017-2018 inclut l'impact des véhicules électriques (+13 MW) et du programme
15 Conversion à l'électricité (+66 MW).

16 Au dossier R-4000-2017, les impacts du programme Conversion à l'électricité
17 en 2017 et 2018 considérés aux fins de l'analyse économique sont
18 respectivement de 22 MW et 110 MW. Toutefois, au présent dossier, pour les
19 fins de la prévision de la demande, l'impact à l'hiver 2017-2018 tient compte
20 d'une évolution progressive du nombre de conversions en retenant une
21 moyenne entre 22 MW et 110 MW.

CHARGES D'EXPLOITATION

18. Références : (i) Pièce [B-0064](#), p. 30, tableau R-3.1;
(ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0027](#), p. 21, tableau A-1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau R-3.1, pour la période 2016 à 2018, les composantes des charges d'exploitation selon le modèle du MRI.

**TABLEAU R-3.1 :
CHARGES D'EXPLOITATION
AVEC ET SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Description	Réel 2016	2017			2018		Variation 2018 vs D-2017-022	
		D-2017-022 ⁽¹⁾	Année de base avec ASC 715	Année de base sans ASC 715	Année témoin avec ASC 715	Année témoin sans ASC 715	avec ASC 715	sans ASC 715
Activités de base du Distributeur	960,2	957,7	939,5	957,6	968,0	984,6	1,1%	2,8%
Facteurs Y (voir HQD-8, document 1, Annexe A)	198,4	209,8	293,4	185,7	336,2	227,4	60,2%	8,4%
Facteurs Z								
- Disposition du compte d'écart des pannes majeures CER pré-MRI					4,1	4,1		
- Coût de retraite	20,4	-30,2	-26,4	-13,7	-3,1	-15,9		
- Modifications à l'ASC 715			-77,8		78,4			
- Programme Conversion à l'électricité					0,3	0,3		
- PCGR des États-Unis	5,4							
Charges d'exploitation totales	1 184,4	1 137,3	1 128,7	1 129,6	1 383,9	1 200,5	21,7%	5,6%

⁽¹⁾ D-2017-022 reflétant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation, excluant l'impact des ajustements organisationnels.

(ii) Dans le dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau A-1, l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base de l'année témoin 2017.

**TABLEAU A-1 :
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION
LIÉES AUX ACTIVITÉS DE BASE (M\$)**

	Année témoin 2017
Enveloppe des charges d'exploitation - D-2016-033 (selon tableau 2 - incluant redressement)	970,2
Élément de conciliation	
- Rendement des fournisseurs	-10,2
Autre ajustement	
- Rémunération incitative	-1,7
Charges d'exploitation 2016 pour établissement de l'enveloppe	958,3
Démarche de planification	
Facteur d'évolution combiné des charges de 3,0 %	28,9
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,4
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-2,7
Facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements	<u>5,1</u>
	16,9
Élément de conciliation	
+ Rendement des fournisseurs	10,5
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2017	985,7

Demandes :

- 18.1 À titre illustratif, veuillez faire le calcul selon la formule paramétrique en vigueur dans le dossier tarifaire précédent (référence (ii)), pour l'établissement des charges d'exploitation liées aux activités de base de l'année témoin 2018 (avec ASC 715), en considérant comme point de départ:
- le montant reconnu par la Régie en 2017;
 - l'année de base 2017;
 - l'année historique 2016.

Réponse :

1 **Le Distributeur fournit l'information demandée par la Régie à titre illustratif**
2 **seulement puisque la formule d'indexation du dossier précédent n'est plus en**
3 **vigueur, et rappelle que, pour l'année 2018, la méthode d'établissement des**
4 **revenus requis est basée sur le coût de service.**

5 **Le tableau R-18.1-A détaille le calcul de l'enveloppe 2018 (avec ASC 715) des**
6 **charges d'exploitation liées aux activités de base en considérant le montant**
7 **reconnu en 2017 comme point de départ.**

TABLEAU R-18.1-A :
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION LIÉES AUX ACTIVITÉS
DE BASE (AVEC ASC 715) EN CONSIDÉRANT L'AUTORISÉ 2017
COMME POINT DE DÉPART (M\$)

	Année témoin 2018
Enveloppe des charges d'exploitation - D-2017-022 (selon tableau 2 de la pièce HQD-8, document 1)	957,7
Autre ajustement - Impact des modifications à l'ASC 715 - Autres régimes	-17,2
Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe	940,5
Démarche de planification	
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,6 %	24,3
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,1
Facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements	<u>5,6</u>
	15,8
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2018	956,3

8 **Le tableau R-18.1-B détaille le calcul de l'enveloppe 2018 (avec ASC 715) des**
9 **charges d'exploitation liées aux activités de base en considérant l'année de**
10 **base 2017 comme point de départ.**

TABLEAU R-18.1-B :
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION LIÉES AUX ACTIVITÉS
DE BASE (AVEC ASC 715) EN CONSIDÉRANT L'ANNÉE DE BASE 2017
COMME POINT DE DÉPART (M\$)

	Année témoin 2018
Enveloppe des charges d'exploitation - Année de base 2017	939,5
Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe	939,5
Démarche de planification	
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,5 %	23,6
Gains d'efficience - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,1
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>6,1</u>
	15,6
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2018	955,1

1 **Le tableau R-18.1-C détaille le calcul de l'enveloppe 2018 (avec ASC 715) des**
 2 **charges d'exploitation liées aux activités de base en considérant l'année**
 3 **historique 2016 comme point de départ.**

TABLEAU R-18.1-C :
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION LIÉES AUX ACTIVITÉS
DE BASE (AVEC ASC 715) EN CONSIDÉRANT L'ANNÉE HISTORIQUE 2016
COMME POINT DE DÉPART (M\$)

	Année de base 2017	Année témoin 2018
Enveloppe des charges d'exploitation ¹	960,2	955,1
Autres ajustements - Impact des modifications à l'ASC 715 - Autres régimes	-21,3	
Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe	938,9	955,1
Démarche de planification		
Facteur d'évolution combiné des charges de 3,1 % / 2,5 %	28,8	23,9
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,1	-14,3
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-4,7	0,0
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>6,2</u>	<u>6,2</u>
	16,2	15,8
Enveloppe des charges d'exploitation	955,1	970,9

¹ L'enveloppe de l'année de base 2017 a été recalculée à partir de l'année historique 2016.

18.2 À titre illustratif, veuillez faire le calcul selon la formule paramétrique en vigueur dans le dossier tarifaire précédent (référence (ii)), pour l'établissement des charges d'exploitation liées aux activités de base de l'année témoin 2018 (sans ASC 715), en considérant comme point de départ:

- le montant reconnu par la Régie en 2017;
- l'année de base 2017;
- l'année historique 2016.

Réponse :

1 Le tableau R-18.2-A détaille le calcul de l'enveloppe 2018 (sans ASC 715) des
2 charges d'exploitation liées aux activités de base en considérant le montant
3 reconnu en 2017 comme point de départ.

TABLEAU R-18.2-A :
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION LIÉES AUX ACTIVITÉS
DE BASE (SANS ASC 715) EN CONSIDÉRANT L'AUTORISÉ 2017
COMME POINT DE DÉPART (M\$)

	Année témoin 2018
Enveloppe des charges d'exploitation - D-2017-022 (selon tableau 2 de la pièce HQD-8, document 1)	957,7
Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe	957,7
Démarche de planification	
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,6 %	24,6
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,4
Facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements	<u>5,7</u>
	15,9
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2018	973,6

4 Le tableau R-18.2-B détaille le calcul de l'enveloppe 2018 (sans ASC 715) des
5 charges d'exploitation liées aux activités de base en considérant l'année de
6 base 2017 comme point de départ.

TABLEAU R-18.2-B :
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION LIÉES AUX ACTIVITÉS
DE BASE (SANS ASC 715) EN CONSIDÉRANT L'ANNÉE DE BASE 2017
COMME POINT DE DÉPART (M\$)

	Année témoin 2018
Enveloppe des charges d'exploitation - Année de base 2017	957,6
Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe	957,6
Démarche de planification	
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,6 %	25,0
Gains d'efficience - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,4
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>6,2</u>
	16,8
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2018	974,4

- 1 Le tableau R-18.2-C détaille le calcul de l'enveloppe 2018 (sans ASC 715) des
2 charges d'exploitation liées aux activités de base en considérant l'année
3 historique 2016 comme point de départ.

TABLEAU R-18.2-C :
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION LIÉES AUX ACTIVITÉS
DE BASE (SANS ASC 715) EN CONSIDÉRANT L'ANNÉE HISTORIQUE 2016
COMME POINT DE DÉPART (M\$)

	Année de base 2017	Année témoin 2018
Enveloppe des charges d'exploitation ¹	960,2	976,8
Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe	960,2	976,8
Démarche de planification		
Facteur d'évolution combiné des charges de 3,1 % / 2,6 %	29,3	25,4
Gains d'efficience - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,4	-14,7
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-4,7	0,0
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>6,4</u>	<u>6,4</u>
	16,6	17,1
Enveloppe des charges d'exploitation	976,8	993,9

¹ L'enveloppe de l'année de base 2017 a été recalculée à partir de l'année historique 2016.

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0026](#), p. 8 et 9;
 - (ii) Décision [D-2017-043](#), p. 35.

Préambule :

- (i) Pour l'année témoin 2018, le Distributeur applique :
 - « un ajustement économique totalisant 11,3 M\$ (2,6 %) provenant des augmentations salariales, plus particulièrement de celles convenues aux conventions collectives ;
 - un ajustement lié à l'évolution de la main-d'oeuvre projetée pour un montant de 3,5 M\$ [estimé à 0,8 % par la Régie]; ».

- (ii) « [127] En conséquence, en ce qui a trait au facteur d'indexation des salaires, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur. À ce stade, elle propose plutôt comme indice la croissance moyenne historique calculée à partir de l'EERH⁵ pour le Québec de Statistique Canada. Afin d'atténuer les effets dus à la volatilité, la Régie considère qu'il serait raisonnable d'utiliser à cet effet la moyenne mobile des trois dernières années se terminant

⁵ Enquête sur l'emploi, la rémunération et les heures de travail, pour le Québec, Statistique Canada.

le 31 mars de l'année tarifaire précédant celle pour laquelle de nouveaux tarifs doivent être fixés. La Régie réserve sa décision sur le choix de cet indice lors de la phase 3. »

Demande :

19.1 À titre illustratif, veuillez fournir l'indice de la croissance moyenne historique calculée à partir de l'EERH pour le Québec de Statistique Canada, en prenant l'hypothèse qu'il serait appliqué comme facteur d'indexation des salaires en 2018. Veuillez déposer le détail du calcul.

Réponse :

1 **Le Distributeur fournit l'information demandée par la Régie à titre illustratif**
2 **seulement. Il rappelle que, pour l'année 2018, la méthode d'établissement des**
3 **revenus requis est basée sur le coût de service et non sur une formule**
4 **d'indexation et qu'il compte déposer sa preuve complémentaire relative aux**
5 **autres caractéristiques du MRI en novembre quant aux choix du facteur**
6 **d'inflation à privilégier pour les prochaines années, soit 2019, 2020 et 2021.**

7 **D'emblée, le Distributeur tient à mentionner que la formulation « indice de la**
8 **croissance moyenne historique calculée à partir de l'EERH pour le Québec »**
9 **est générale et ne réfère à aucune série de données spécifiques. En effet,**
10 **l'EERH est une large enquête nationale auprès des entreprises. De fait, dans**
11 **le cadre de cette enquête, Statistique Canada publie plusieurs tableaux dans**
12 **sa base de données CANSIM contenant des centaines de séries statistiques et**
13 **d'indices provenant des informations tirées de l'Enquête sur l'emploi, la**
14 **rémunération et les heures travaillées (EERH).**

15 **Toutefois, dans la décision D-2017-043, la Régie fait référence, dans la note 68**
16 **au bas de la page 36, au tableau 281-0026 de Statistique Canada. Dans ce**
17 **tableau, la variable disponible par défaut correspond à la rémunération**
18 **hebdomadaire moyenne non désaisonnalisée selon le type de salariés**
19 **(employés à salaire fixe et salariés rémunérés à l'heure) et le statut du temps**
20 **supplémentaire (incluant le temps supplémentaire).**

21 **Cette variable consiste en une série de valeurs en dollars canadiens courants**
22 **et ne constitue pas un indice proprement dit.**

23 **Le Distributeur présente la croissance annuelle, sous forme de variation**
24 **relative en pourcentage, de la rémunération hebdomadaire moyenne au**
25 **Québec pour la moyenne des trois dernières années financières (avril à mars).**

TABLEAU R-19.1 :
RÉMUNÉRATION HEBDOMADAIRE MOYENNE AU QUÉBEC (\$ COURANTS)
(TOUS LES SALARIÉS, INCLUANT SALARIÉS RÉMUNÉRÉS À L'HEURE ET
TEMPS SUPPLÉMENTAIRE)

Tableau 281-0026				
Année financière	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
avril	824,95	843,25	888,37	864,38
mai	841,86	856,49	854,02	875,04
juin	838,99	857,33	875,06	884,49
juillet	834,16	874,96	884,04	873,84
août	832,63	843,91	857,86	876,02
sept.	832,70	843,17	871,07	886,42
oct.	851,55	858,95	878,19	878,72
nov.	827,42	844,77	860,42	877,17
déc.	844,26	862,21	875,74	896,75
janv.	834,65	847,02	862,49	878,96
févr.	838,61	857,82	875,78	885,68
mars	836,50	861,36	887,89	901,18
moyenne annuelle en \$	836,52	854,27	872,58	881,55
Croissance annuelle par rapport à l'année précédente		2,1%	2,1%	1,0%
Moyenne géométrique des trois années : calcul : $((881,55/836,52)^{1/3})-1$				1,8%

- 20. Références :**
- (i) Pièce [B-0014](#), p. 3, tableau 1;
 - (ii) Décision [D-2017-043](#), p. 36;
 - (iii) Décision [D-2017-043](#), p. 37.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, les principaux paramètres économiques dont le taux d'inflation au Canada :

Année historique 2016 :	1,4 %;
D-2017-022 :	2,0 %;
Année de base 2017 :	1,8 %;
Année témoin 2018 :	2,0 %.

(ii) « [129] Pour estimer la croissance des autres dépenses, la Régie retient comme indicateur l'IPC Québec⁶ tel que mesuré par Statistique Canada. »

(iii) « [136] Pour ces motifs, la Régie retient l'utilisation d'un taux historique aux fins du calcul du Facteur I pour la masse salariale et les autres charges. Pour ces autres charges, la

⁶ Indice des prix à la consommation, pour le Québec, Statistique Canada.

Régie propose d'utiliser, à cet effet, la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, pour la période de 12 mois qui se termine le 31 mars de l'année tarifaire précédant celle pour laquelle de nouveaux tarifs doivent être fixés. La Régie réserve sa décision sur l'utilisation de cet indice lors de la phase 3.

[137] Enfin, en ce qui a trait à la pondération, la Régie retient la proposition du Distributeur à l'effet que le facteur de pondération entre l'inflation et le taux de croissance des salaires soit déterminé selon une méthode similaire à celle utilisée actuellement dans les demandes tarifaires aux fins du calcul de l'enveloppe des charges d'exploitation, soit en fonction de la quote-part de la masse salariale, excluant la portion capitalisable, sur les charges totales couvertes par la formule paramétrique. »

Demandes :

20.1 À titre illustratif, veuillez fournir l'indice IPC Québec tel que mesuré par Statistique Canada, en prenant l'hypothèse qu'il serait appliqué comme facteur d'indexation des autres charges en 2018. Veuillez déposer le détail du calcul.

Réponse :

1 **Le Distributeur fournit l'information demandée par la Régie à titre illustratif**
2 **seulement. Il rappelle que, pour l'année 2018, la méthode d'établissement des**
3 **revenus requis est basée sur le coût de service et non sur une formule**
4 **d'indexation et qu'il compte déposer sa preuve complémentaire relative aux**
5 **autres caractéristiques du MRI en novembre quant aux choix du facteur**
6 **d'inflation à privilégier pour les prochaines années, soit 2019, 2020 et 2021.**

7 **Statistique Canada mesure l'inflation annuelle en calculant la variation relative**
8 **en pourcentage de l'indice des prix à la consommation (IPC) d'une année**
9 **(moyenne des douze mois arrondie à une décimale) par rapport à l'IPC moyen**
10 **de l'année précédente. Ce calcul, normalement obtenu pour une année civile**
11 **(janvier à décembre), peut-être appliqué à la période financière (avril à mars)**
12 **comme l'indique Statistique Canada dans son guide d'utilisation de l'IPC⁷.**

13 **Le Distributeur présente le calcul de l'inflation au Québec pour la dernière**
14 **année financière 2016-2017, en appliquant la méthode de Statistique Canada.**

⁷ Votre guide d'utilisation de l'indice des prix à la consommation, Statistique Canada, catalogue no 62-557-XPB, p. 10. Lien hypertexte : <http://www.statcan.gc.ca/pub/62-557-x/62-557-x1996001-fra.pdf>

TABLEAU R-20.1 :
INDICE DES PRIX À LA CONSOMMATION (IPC) QUÉBEC
INDICE MENSUEL (2002 = 100)

Tableau 326-0020			
Année financière	2015-2016	2016-2017	
avril	124,7	126,0	
mai	125,3	126,2	
juin	125,2	126,0	
juillet	125,3	125,6	
août	125,2	125,3	
sept.	125,1	125,8	
oct.	125,2	125,9	
nov.	124,9	125,6	
déc.	124,4	125,2	
janv.	124,6	126,2	
févr.	125,1	126,6	
mars	125,6	126,7	
moyenne annuelle arrondie	125,1	125,9	
Inflation (taux de variation annuelle des prix)		0,6%	

20.2 À titre illustratif, veuillez fournir le facteur d'évolution combiné des charges, en prenant l'hypothèse qu'il serait calculé à partir de l'indice de la croissance moyenne historique de l'EERH pour le Québec de Statistique Canada et l'indice IPC Québec tel que mesuré par Statistique Canada. Veuillez déposer le détail du calcul.

Réponse :

1 **Le Distributeur présente, à titre illustratif seulement, l'information demandée.**
 2 **Il rappelle que, pour l'année 2018, la méthode d'établissement des revenus**
 3 **requis est basée sur le coût de service et non sur une formule d'indexation et**
 4 **qu'il compte déposer sa preuve complémentaire relative aux autres**
 5 **caractéristiques du MRI en novembre, notamment quant aux choix du facteur**
 6 **d'inflation à privilégier pour les prochaines années, soit 2019, 2020 et 2021.**
 7 **Ainsi, le facteur d'évolution combiné des charges établi selon les hypothèses**
 8 **mentionnées en préambule, serait de 0,83 % en se basant sur les données**
 9 **provenant de la décision D-2017-022⁸, telles que présentées au présent**
 10 **dossier. Le tableau R-20.2 présente le détail du calcul de ce facteur.**

⁸ Incluant la réallocation de la réduction globale.

**TABLEAU R-20.2 :
CALCUL DU FACTEUR D'ÉVOLUTION COMBINÉE DES CHARGES**

Éléments du coût de service D-2017-022	Indices de coûts		Total	Référence
	EERH	IPC Québec		
Charges d'exploitation (incluant le rendement des fournisseurs)	389,7	568,0	957,7	HQD-8, document 1, tableau 2
<i>Masse salariale - Activités de base</i>	550,2			HQD-8, document 2, tableau 1
<i>Moins : Portion capitalisable de la Masse salariale</i>	(160,5)			HQD-5, document 2, tableau 8 (ratio de 6,3 / 21,6)
<i>Facturation interne et autres</i>		568,0		
Amortissement (excluant IÉÉ, TEQ et nivellement)		589,9		HQD-5, document 1, tableau 2
Taxes (excluant TEQ)		60,0		HQD-5, document 1, tableau 2
Frais corporatifs (excluant le coût de retraite et son CER)		31,6		HQD-5, document 1, tableau 2 et HQD-5, document 2, tableau 8
Rendement (excluant IÉÉ et TEQ)		697,6		HQD-5, document 1, tableau 2 et HQD-9, document 1, tableau 4
	389,7	1 947,1	2 336,8	
	A 16,7%	B 83,3%	100,0%	
Taux pondéré (A*C)+(B*D)			0,83%	
EERH pour le Québec - tableau 281-0026 (moyenne 3 ans)	C 1,8%			
IPC Québec (moyenne pondérée 12 mois)		D 0,6%		

21. Référence : Pièce [B-0025](#), p. 9, tableau 3.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 3, l'évolution des facteurs Y pour les années 2016 à 2018, dont les charges reliées aux interventions en efficacité énergétique.

La Régie présente au tableau suivant l'évolution des charges reliées aux interventions en efficacité énergétique (dont le PGEÉ) de 2008 à 2018.

Charges reliées aux interventions en efficacité énergétique (dont le PGEÉ)

(en M\$)	Année témoin (demandée)	Année témoin (autorisée)	Année de base	Année historique	Variation Année historique vs Demandée	
2008	56,8	56,8		51,9	(4,9)	(8,6 %)
2009	67,8	67,8		51,3	(16,5)	(24,3 %)
2010	69,1	69,1		44,5	(24,6)	(35,6 %)
2011	57,2	57,2		32,0	(25,2)	(44,1 %)
2012	51,9	44,1	38,1	30,6	(21,3)	(41,0 %)
2013	35,0	35,0	34,5	29,4	(5,6)	(16,0 %)
2014	34,5	34,5	29,3	23,7	(10,8)	(31,3 %)
2015	35,0	35,0	35,0	20,0	(15,0)	(42,9 %)
2016	35,1	30,1	29,5	16,5	(18,6)	(53,0 %)
2017	30,0	20,0	20,0		(10,0)	(33,3 %)
2018	25,0					

Sources : Pièce B-0025, p. 9; décision D-2017-022, p. 118; et dossier R-3980-2016, pièce B-0072, p. 46.

Demande :

21.1 Veuillez expliquer la hausse de 8,5 M\$ (51,5 %) entre l'année historique 2016 et l'année témoin 2018.

Réponse :

1 L'écart de 8,5 M\$ s'explique principalement par la campagne
 2 *Les Bons réflexes* qui n'avait pas été réalisée en 2016 et le report de
 3 l'évolution du site Web Mieux Consommer (+ 3,5 M\$ en 2018), le report de la
 4 mise en œuvre du programme *Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-*
 5 *eau* en 2016 (+4,0 M\$ en 2018), ainsi que divers montants pour les
 6 interventions aux marchés Commercial, Institutionnel, Industriel et en réseaux
 7 autonomes (+1,0 M\$).

22. Référence : Pièce [B-0025](#), p. 20, annexe A.

Préambule :

Le Distributeur présente aux deux tableaux de l'annexe A, les composantes (avec ASC 715) pour l'année de base 2017 et l'année témoin 2018 des facteurs Y suivants :

- Coût de retraite;

- Stratégie clientèle à faible revenu;
- Mauvaises créances;
- Interventions en efficacité énergétique;
- Végétation.

Demande :

22.1 Veuillez déposer pour les facteurs Y présentés en préambule, les composantes pour l'année historique 2016 et les montants reconnus et ajustés en 2017 (D-2017-022).

Réponse :

1 **Le tableau R-22.1 présente les facteurs Y, par composantes, de l'année**
2 **historique 2016 et selon la décision D-2017-022 tels qu'ils apparaissent à la**
3 **page 19 de la pièce HQD-8, document 1 (B-0025) en version électronique.**

4 **Le Distributeur constate que cette page de la pièce n'a pas été imprimée dans**
5 **la version papier transmise à la Régie alors qu'elle est bel et bien présente**
6 **dans la version électronique.**

**TABLEAU R-22.1 :
DÉTAIL DES COÛTS DES FACTEURS Y (M\$)**

	Année historique 2016					
	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total
Charges d'exploitation	25,7	25,2	66,5	16,5	64,5	198,4
Charges brutes directes	25,0	22,8	66,5	8,9	64,5	187,7
Masse salariale	25,0	3,1		2,0	8,2	38,3
<i>Masse salariale</i>	25,0	3,1		2,0	8,2	38,3
Autres charges directes		19,7	66,5	6,9	56,3	149,4
<i>Dépenses de personnel et indemnités</i>						
<i>Maîtrise de la végétation</i>					56,3	56,3
<i>Services professionnels et autres</i>		0,1		6,6		6,7
<i>Mauvaises créances</i>		19,6	66,5			86,1
<i>Stock, achats, locations et autres</i>				0,3		0,3
Charges de services partagés	7,8	2,4		7,3		17,5
Charges de services partagés	7,8	2,4		7,3		17,5
Coûts capitalisés	-7,1			0,3		-6,8
Coûts capitalisés	-7,1					-7,1
Gestion de matériel				0,3		0,3

	D-2017-022					
	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total
Charges d'exploitation	22,3	31,7	68,3	20,0	67,5	209,8
Charges brutes directes	21,6	29,3	68,3	11,1	67,5	197,8
Masse salariale	21,6	4,1		2,3	8,5	36,5
<i>Masse salariale</i>	21,6	4,1		2,3	8,5	36,5
Autres charges directes		25,2	68,3	8,8	59,0	161,3
<i>Dépenses de personnel et indemnités</i>						
<i>Maîtrise de la végétation</i>					59,0	59,0
<i>Services professionnels et autres</i>		0,2		8,2		8,4
<i>Mauvaises créances</i>		25,0	68,3			93,3
<i>Stock, achats, locations et autres</i>				0,6		0,6
Charges de services partagés	7,0	2,4		8,5		17,9
Charges de services partagés	7,0	2,4		8,5		17,9
Coûts capitalisés	-6,3			0,4		-5,9
Coûts capitalisés	-6,3					-6,3
Gestion de matériel				0,4		0,4

23. **Références :** (i) Pièce [B-0042](#), p. 5;
(ii) Pièce [B-0025](#), p. 10.

Préambule :

(i)

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

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

« [...] La hausse du rabais sur ventes pour l'année témoin 2018 s'explique par la mise en place de l'effacement graduel de la dette à partir de l'été 2018 ainsi que par l'offre de

l'entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu, comme expliqué aux pièces HQD-8, document 1 et HQD-14, document 1. »

(ii) « En 2016, 97 879 ententes de paiement destinées aux clients à faible revenu (incluant 46 768 personnalisées) ont été conclues, soit une légère hausse de près de 3 % comparativement à l'année 2015. Les ententes personnalisées poursuivent leur croissance mais à un rythme moins élevé que par le passé. Ce ralentissement de la croissance du nombre d'ententes reflète une stabilisation de la demande des clients pour ce type d'entente. Cette tendance se poursuit en 2017 et 2018. En effet, le nombre d'ententes personnalisées de l'année de base a été révisé à 48 000, soit une baisse de 3 000 ententes par rapport au nombre d'ententes initialement prévu pour 2017.

À la suite de l'intégration des mesures d'effacement graduel de la dette prévue à compter de l'été 2018, le nombre de radiations et les montants totaux radiés seront plus importants. Ainsi, le nombre d'ententes avec radiation passe de 22 280 pour l'année de base à 41 712 pour l'année témoin. Avec l'intégration des mesures d'effacement graduel de la dette, lors de chaque versement effectué par un client, celui-ci obtiendra une radiation partielle de sa dette et se verra accorder un rabais sur sa consommation courante du mois. Des radiations partielles seront donc accordées pour les ententes non respectées qui se terminent avant le terme de douze mois, contrairement à la méthode présentement en cours qui offre une radiation après chaque terme de douze mois si les modalités de l'entente sont respectées. Ceci résulte en un plus grand nombre de radiations d'une plus petite valeur. » [nous soulignons]

La Régie constate en référence (i) que le Distributeur prévoit une hausse de 30% (+4,3 M\$) de son budget de rabais sur ventes MFR entre le montant approuvé pour 2017 et celui de 2018. Il affirme par ailleurs en référence (ii) que les ententes personnalisées ont poursuivi leur croissance entre 2015 et 2016, mais à un rythme moins élevé que par le passé, et que cette tendance se poursuit en 2017 et en 2018.

Demande :

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

Réponse :

1 **Comme expliqué à la pièce HQD-11, document 1 (B-0042), page 5, la hausse**
2 **du rabais sur ventes pour l'année témoin 2018 s'explique par la mise en place**
3 **de l'effacement graduel de la dette à partir de l'été 2018 ainsi que par l'offre de**
4 **l'entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu.**

5 **L'intégration de ces deux mesures en 2018 explique une hausse de 4,8 M\$ du**
6 **rabais sur ventes MFR entre le montant demandé en 2017 et celui de l'année**
7 **témoin 2018. Cette hausse de 4,8 M\$ est attribuable :**

- 1 • au chevauchement⁹ des deux méthodes de radiation pendant la
2 période de transition (3,6 M\$) ;
- 3 • aux radiations supplémentaires générées par les ententes de paiement
4 non respectées (1,2 M\$).

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

24. Références : (i) Pièce [B-0025](#), p. 14;
(ii) Pièce [B-0025](#), p. 15.

Préambule :

(i) « Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'au cours des années 2014 à 2016, il a procédé, en collaboration des associations de consommateurs, à un projet-pilote afin de tester les impacts que pourrait avoir la mise en place d'une entente pour clients non MFR fortement endettés envers Hydro-Québec. » [Nous soulignons]

(ii) « Sur la base de ces résultats, le Distributeur juge utile de développer une nouvelle entente pour les clients non MFR fortement endettés envers Hydro-Québec. Lorsqu'elle sera disponible, il souhaite ajouter cette entente à l'éventail des moyens de recouvrement à utiliser à la suite de l'analyse du dossier du client. » [Nous soulignons]

Demande :

24.1 Quand le Distributeur prévoit-il commencer à offrir cette nouvelle entente? Veuillez expliquer, le cas échéant.

Réponse :

10 **Le Distributeur prévoit commencer à offrir une nouvelle entente de paiement**
11 **pour les clients non MFR fortement endettés envers Hydro-Québec en avril**
12 **2018.**

24.2 Veuillez quantifier l'impact de la mesure sur la DMC, et expliquer.

Réponse :

13 **Cette entente de paiement est destinée à un petit volume de clients. Il est**
14 **possible que des radiations d'une partie de la dette des clients soient**
15 **effectuées pour rendre possible le paiement du versement associé à l'entente.**

⁹ Voir la figure 1 de la pièce HQD-14, document 1 (B-0051).

1 Les montants visés par la radiation seront en grande partie provisionnés. Les
2 clients devront respecter les termes de l'entente de paiement pour obtenir la
3 radiation d'une partie de leur dette. Le Distributeur considère que cette
4 mesure aura donc un faible impact sur la DMC.

MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION

25. Références :
- (i) Pièce [B-0025](#), p. 33;
 - (ii) Pièce [B-0025](#), p. 9;
 - (iii) Pièce [B-0026](#), p. 7;
 - (iv) Pièce [B-0009](#), p. 13.

Préambule :

(i) « Le Distributeur anticipe une hausse de l'ampleur des contrats attribués aux élagueurs à la suite de l'augmentation des activités de maîtrise de la végétation. Cette hausse nécessitera l'embauche de personnel pour s'assurer de la planification, de l'encadrement, de la détermination de la charge de travail et du contrôle des travaux. En effet, le Distributeur doit planifier et réaliser l'inventaire des travaux à soumettre avant que les entrepreneurs puissent honorer leurs engagements. Par la suite, le Distributeur doit s'assurer que le travail a été effectué conformément aux exigences techniques.

Une augmentation progressive des activités est donc nécessaire afin d'assurer une augmentation de la capacité de réalisation des entrepreneurs, de limiter la pression sur les prix et de permettre l'habilitation de nouveaux employés spécialisés. L'augmentation de l'ampleur des contrats permettra au Distributeur d'augmenter considérablement le nombre d'unités réalisées en élagage, en déboisement et en abattage. »

(ii)

TABLEAU 3 :
FACTEURS Y (M\$)

Description	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018	Variation 2018 vs D-2017-022
		D-2017-022	Année de base		
Coût de retraite	25,7	22,3	113,5	126,8	104,5
Stratégie pour la clientèle à faible revenu ¹	25,2	31,7	25,7	29,3	-2,4
Dépense de mauvaises créances ¹	66,5	68,3	67,1	71,0	2,7
Interventions en efficacité énergétique	16,5	20,0	20,0	25,0	5,0
Maîtrise de la végétation	64,5	67,5	67,1	84,1	16,6
Total - Facteurs Y	198,4	209,8	293,4	336,2	126,4

¹ D-2017-022 reflétant les modifications apportées à la présentation des données, comme indiqué à la section 2.2, page 11

(iii)

TABLEAU 3 :
VARIATIONS DE LA RUBRIQUE SALAIRE DE BASE

VARIATIONS DES ETC	Année de base 2017 vs D-2017-022 (ajustée)		Année témoin 2018 vs Année de base 2017	
	ETC	M\$	ETC	M\$
Activités de base				
Activités liées au réseau de distribution	+ 6	+ 2,2	+ 88	+ 7,4
Activités liées aux services à la clientèle	+ 13	+ 2,3	- 7	+ 0,6
Autres	+ 26	+ 1,3	+ 37	+ 3,6
Variation des activités de base	+ 45	+ 5,8	+ 118	+ 11,6
Facteurs Y				
Maîtrise de la végétation	-	-	+ 30	+ 2,8
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	- 8	- 0,4	+ 7	+ 0,4
Interventions en efficacité énergétique	- 1	- 0,1	-	+ 0,1
Variation découlant des facteurs Y	- 9	- 0,5	+ 37	+ 3,3
Variation du salaire de base moyen		+ 2,3		+ 14,8
VARIATIONS TOTALES	+ 36	+ 7,6	+ 155	+ 29,7

(iv)

TABLEAU 2 :
INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR

INDICATEURS	UNITÉ/MEASURE	2012	2013	2014	2015	2016	2016 juin	2017 juin
FIABILITÉ DU SERVICE								
Indice de continuité - Distribution								
Indice de continuité brut	minutes	291	474	159	195	338	191	124
Indice de continuité normalisé	minutes	120	126	120	143	143	62	71

La Régie note que pour la mise en application de son nouveau plan de maîtrise de la végétation dont il fait l'annonce en référence (i), le Distributeur demande en référence (ii) une augmentation de son budget de 16,6 M\$ entre le montant approuvé de 2017 et celui de l'année témoin 2018, soit une hausse de 25%. Le Distributeur prévoit d'autre part en référence (iii) ajouter 30 ETC pour la maîtrise de la végétation en 2018 par rapport à l'année de base 2017.

Demandes:

25.1 Combien d'ETC au total sont ou seront consacrés à la maîtrise de la végétation pour chacune des années suivantes : 2016, 2017 (D-2017-022), 2017 (année de base) et 2018.

Réponse :

1 **Voir la pièce HQD-8, document 1 (B-0025), page 33, tableau B-2.**

25.2 Veuillez expliquer la nécessité de l'augmentation de 30 ETC des ressources consacrées à la maîtrise de la végétation en 2018 relativement à l'année de base 2017 pour planifier et superviser le nouveau plan d'action.

Réponse :

1 Comme mentionné à l'annexe B de la pièce HQD-8, document 1 (B-0025),
2 page 33, le Distributeur anticipe une hausse de l'ampleur des contrats attribués
3 aux entreprises spécialisées en arboriculture-réseau, ce qui nécessitera
4 l'embauche de personnel technique, principalement des techniciens forestiers
5 qui s'assureront notamment de réaliser l'inventaire des travaux, de contrôler la
6 qualité des travaux, de visiter les demandes des clients et d'intervenir lors de
7 pannes. L'embauche d'ingénieurs forestiers est également nécessaire afin de
8 réaliser la planification, l'encadrement et le contrôle adéquat des travaux.

9 En effet, le Distributeur doit planifier les travaux requis et réaliser l'inventaire
10 des travaux avant que les entrepreneurs puissent honorer leurs engagements.
11 Par la suite, le Distributeur doit s'assurer que le travail a été effectué
12 conformément aux exigences techniques.

25.3 Veuillez expliquer le lien entre l'évolution des indices de continuité, brut et normalisé (référence iv), et la nécessité invoquée d'augmenter les ressources consacrées au programme de maîtrise de la végétation.

Réponse :

13 L'indice de continuité, brut ou normalisé, correspond à la durée moyenne
14 d'interruption annuelle par client alimenté. La normalisation de cet indice
15 consiste à exclure les jours d'événements majeurs puisqu'une proportion très
16 significative des pannes sur le réseau de distribution est due à quelques
17 événements climatiques majeurs.

18 Dans le cadre de son plan d'action en maîtrise de la végétation, le Distributeur
19 souhaite abattre davantage d'arbres dangereux. Cette mesure permettra de
20 stabiliser, puis d'inverser la tendance à la hausse du taux de pannes liées à la
21 végétation en contexte normal d'exploitation, ce qui entraînera un impact
22 positif sur la continuité du service électrique. Pour ce faire, le Distributeur doit
23 toutefois augmenter le nombre de ressources consacrées au programme de
24 maîtrise de la végétation afin de planifier et réaliser l'inventaire des travaux et
25 pour s'assurer que ceux-ci répondent aux exigences techniques du
26 Distributeur.

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

26. **Références :** (i) Pièce [B-0026](#), p. 6 et 7, tableaux 2 et 3;
(ii) Pièce [B-0026](#), p. 6;
(iii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0145](#), p. 13;

(iv) Pièce [B-0038](#), p. 6, tableau 2.

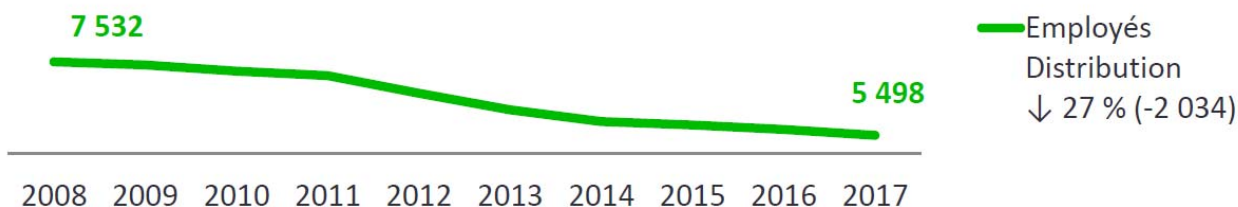
Préambule :

(i) Le Distributeur présente aux tableaux 2 et 3, l'évolution des postes en équivalent temps complet (ETC), soit une hausse de 191 ETC (36 ETC+ 155 ETC) en 2018 par rapport au nombre reconnu et ajusté en 2017.

(ii) « Le nombre d'ETC a diminué de 1 620 (soit 23 %) sur la période 2011-2017, ce qui représente une baisse considérable. Cette diminution résulte des efforts d'efficience du Distributeur dans le contexte où il a su tirer profit d'un nombre important de départs à la retraite. Ces départs ont permis de diminuer le nombre d'employés liés aux fonctions de support.

Toutefois, le Distributeur souligne que le maintien d'une telle tendance à la baisse de ses effectifs n'est pas soutenable pour les années à venir, ne serait-ce qu'en raison des besoins induits par la couverture du large territoire qu'il dessert. Il se doit en outre de maintenir les effectifs nécessaires au maintien de la fiabilité et de la qualité de son service, à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, de même qu'à son orientation de mieux répondre aux besoins de sa clientèle. »

(iii) Lors de l'audience relative au dossier tarifaire 2017, le Distributeur présente au graphique suivant, l'évolution des employés, soit une baisse de 27 % sur la période 2008-2017.



(iv) Le Distributeur présente au tableau 2, les gains associés au projet LAD, dont une réduction de 726 ETC sur la période de 2012 à 2017.

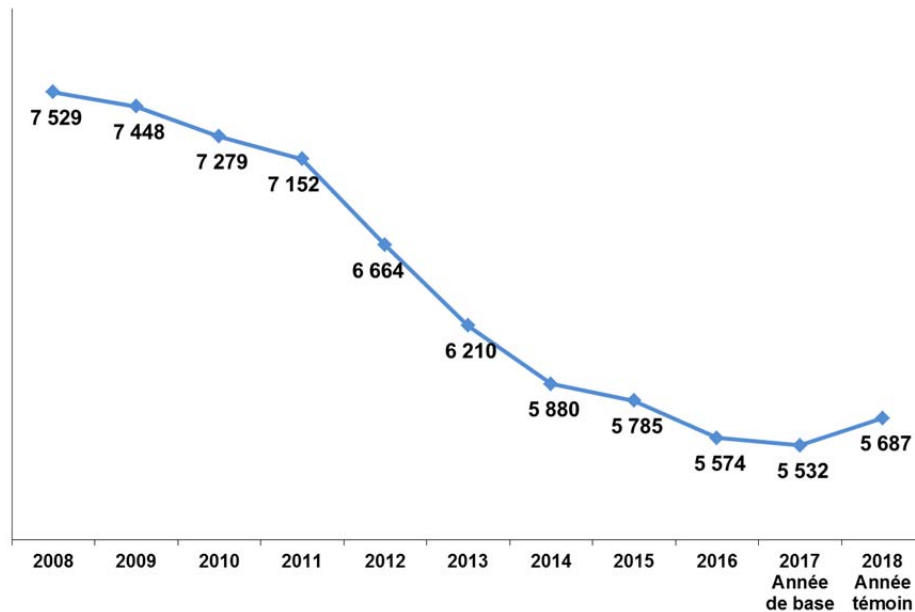
Demandes :

26.1 Veuillez déposer la mise à jour du graphique présenté à la référence (iii) sur la période 2008-2018. Veuillez indiquer le nombre d'employés (ETC) pour chacune des années.

Réponse :

1 La figure R-26.1 constitue la mise à jour du graphique présenté au
2 préambule (iii) sur la période 2008-2018.

**FIGURE R-26.1 :
ÉVOLUTION DES ETC DU DISTRIBUTEUR AJUSTÉS DES RÉORGANISATIONS**



26.2 Veuillez confirmer que la diminution de 1 620 ETC (soit -23 %) sur la période 2011-2017 (référence (ii)) tient compte d'une réduction de 726 ETC associée spécifiquement au projet LAD (référence (iv)). Veuillez indiquer si le solde de 894 ETC (soit une moyenne de -127 ETC/ année) découle de l'amélioration des processus et des opportunités reliées aux départs à la retraite. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **La diminution de 1 620 ETC sur la période 2011-2017 tient effectivement**
 2 **compte de la réduction de 726 ETC associée au projet LAD. Le Distributeur**
 3 **souligne qu'en 2018, 45 ETC en lien avec le projet LAD sont toujours à**
 4 **relocaliser.**

5 **Le solde de 894 ETC découle effectivement de l'amélioration des processus et**
 6 **des opportunités reliées aux départs à la retraite, qui ont permis la diminution**
 7 **du nombre d'employés.**

26.3 Veuillez indiquer si des gains d'efficacité découlant de l'amélioration des processus et des opportunités reliées aux départs à la retraite, sont pris en compte dans la hausse demandée de 191 ETC en 2018 par rapport au nombre reconnu et ajusté en 2017. Veuillez expliquer et quantifier.

Réponse :

8 **La hausse de 191 ETC tient compte d'une diminution de 27 ETC découlant des**
 9 **départs à la retraite ou des efforts d'efficacité déployés pour les activités**

1 liées aux services à la clientèle. Le Distributeur réitère que les gains
2 d'efficacité liés à la diminution du nombre d'employés sont de plus en plus
3 difficiles à réaliser considérant les efforts fournis au cours de la période
4 2011-2017 et les besoins requis pour réaliser son plan directeur 2017-2021¹⁰,
5 notamment au chapitre de l'amélioration de son service à la clientèle.

27. Référence : Pièce [B-0026](#), p. 9.

Préambule :

Activités liées au réseau de distribution :

- *« une hausse de 88 ETC, principalement attribuable aux besoins croissants liés au réseau de distribution en lien avec la poursuite des priorités du Distributeur. Ces dernières touchent notamment à l'amélioration de la qualité et de la fiabilité du service ainsi qu'à l'offre d'un meilleur service aux clients. Cette poursuite des priorités se traduit par les actions suivantes:*
 - *une augmentation de 40 ETC afin d'améliorer le processus de réalisation de l'ingénierie. Avec cette amélioration, le Distributeur prévoit réduire son temps de cycle afin de mieux servir ses clients et de rendre son réseau plus rapidement opérationnel ;*
 - *une augmentation de 42 ETC en lien avec une gestion des ressources et des travaux favorisant une prise en charge locale. Le Distributeur souhaite ainsi 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 évolution permet au Distributeur de consolider les gains déjà réalisés en ordonnancement; » [nous soulignons]*

Demandes :

27.1 Veuillez préciser quels sont les « besoins croissants liés au réseau de distribution en lien avec la poursuite des priorités du Distributeur ».

Réponse :

6 **Les besoins croissants liés au réseau de distribution découlent d'une**
7 **augmentation de l'envergure et de la complexité des demandes clients, de la**
8 **densification urbaine, d'une bonification de l'offre de service du Distributeur,**
9 **de sa priorité à devenir une référence opérationnelle et de la consolidation**
10 **des actions déjà mises en place, soit :**

- 11
 - **rapprocher l'échéancier convenu de l'échéancier requis par le client ;**

¹⁰ Voir la section 2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005).

- 1 • mettre en place un service de guichet technique pour les projets
2 d'envergures et complexes ;
- 3 • être proactif envers les clients ;
- 4 • raccourcir les temps de cycle ;
- 5 • respecter les échéanciers convenus ;
- 6 • améliorer la qualité et la fiabilité du service.

27.2 Veuillez expliquer davantage l'augmentation de 40 ETC dont l'objectif est d'améliorer le processus de réalisation de l'ingénierie.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 27.1.**

27.3 Veuillez expliquer davantage l'augmentation de 42 ETC en lien avec une gestion des ressources et des travaux favorisant une prise en charge locale.

Réponse :

8 **L'augmentation de 42 ETC s'explique par l'optimisation des structures**
9 **opérationnelles responsables des travaux liés au réseau de distribution. Cette**
10 **optimisation mènera à une gestion plus efficace qui contribuera à diminuer**
11 **les délais de raccordement et à augmenter la satisfaction des clients. Ces**
12 **ajustements permettront également une gestion locale de la charge de travail**
13 **afin d'allier l'ordonnancement aux contraintes techniques, et ce, dans le but**
14 **de bien exécuter du premier coup et ainsi, consolider les gains potentiels en**
15 **efficacité de processus.**

16 **Cette augmentation d'effectif permet également le partage et la pérennité des**
17 **connaissances de même que le développement des cadres.**

28. Références : (i) Pièce [B-0026](#), p. 8;
(ii) Pièce [B-0026](#), p. 10;
(iii) Pièce [B-0026](#), p. 6.

Préambule :

- (i) Activités autres :
- « une augmentation de 16 ETC affectée aux activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue du Distributeur. Ces activités visent l'évaluation et la révision des processus de travail, la consolidation des orientations, des stratégies et des objectifs d'affaires du Distributeur. Ces activités ont également

pour objet la création de gains de productivité tout en favorisant à moyen et long termes le maintien du niveau des ETC et des coûts ; »

(ii) Activités autres :

- *« une hausse de 37 ETC expliquée principalement, d'une part, par la poursuite des activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue, et d'autre part, par la poursuite de la stabilisation de la structure opérationnelle des activités de mesurage, qui sera atteinte à la fin de l'année 2018 ; »*

(iii) *« Toutefois, le Distributeur souligne que le maintien d'une telle tendance à la baisse de ses effectifs n'est pas soutenable pour les années à venir, ne serait-ce qu'en raison des besoins induits par la couverture du large territoire qu'il dessert. Il se doit en outre de maintenir les effectifs nécessaires au maintien de la fiabilité et de la qualité de son service, à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, de même qu'à son orientation de mieux répondre aux besoins de sa clientèle. »*

Demandes :

28.1 Veuillez ventiler la hausse de 37 ETC (référence (ii)) provenant d'une part des activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue, et d'autre part, des activités de mesurage.

Réponse :

1 **La hausse de 37 ETC est principalement composée d'une augmentation de**
2 **18 ETC pour les activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue,**
3 **ainsi que d'une augmentation de 18 ETC pour les activités de mesurage.**

28.2 D'une part, le Distributeur prévoit augmenter ses effectifs de 16 ETC et d'une partie des 37 ETC en 2018 par rapport au nombre reconnu en 2017 ayant pour but notamment de créer des gains de productivité, et d'autre part, le Distributeur souligne que la tendance à la baisse de ses effectifs n'est pas souhaitable. Veuillez justifier l'augmentation de 16 ETC et d'une partie des 37 ETC affectée aux activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue du Distributeur.

Réponse :

4 **L'augmentation des ETC est en lien avec la création de l'équipe Stratégie,**
5 **gouvernance et amélioration continue, qui découle de l'objectif d'atteindre une**
6 **des priorités du Distributeur, soit de devenir une référence opérationnelle.**

7 **L'objectif de cette équipe est d'établir un système de gestion qui prévoit une**
8 **structure impliquant les employés dans la performance de leur équipe, visant la**
9 **mise en place de mécanismes afin que les gestionnaires soient en mode**
10 **soutien, favorisant une communication quotidienne pour que les équipes**
11 **puissent régler les problèmes rapidement et facilitant l'évaluation et la**
12 **rétroaction du travail accompli. Le déploiement rigoureux de ce modèle de**
13 **gestion favorisera une meilleure agilité opérationnelle, une amélioration de la**

1 performance et la solidification de l'engagement des employés afin
2 d'ultimement rencontrer la mission première du Distributeur de toujours mieux
3 servir les clients.

4 Le rôle de l'équipe Stratégie, gouvernance et amélioration continue est de
5 déployer, pour chaque direction du Distributeur, un système d'amélioration
6 continue commun afin de réviser l'ensemble des processus opérationnels de la
7 division Distribution. Cette équipe d'experts supporte chaque direction dans
8 l'accomplissement de tout le cycle du processus d'amélioration continue qui
9 consiste en la fixation d'objectifs, la résolution des problèmes constatés, la
10 gestion de la performance au quotidien, son amélioration et, enfin, une revue
11 des résultats.

- 29. Références :**
- (i) Pièce [B-0026](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), p. 10;
 - (iii) Pièce [B-0038](#), p. 10.

Préambule :

- (i) Activités autres liées au mesurage :
 - « une augmentation de 16 ETC afin de débiter la stabilisation de la structure opérationnelle des activités de mesurage. À la suite de la fin du projet LAD, un diagnostic a été nécessaire afin d'établir la structure optimale en termes d'effectifs pour la réalisation de ces activités ; »
- (ii) Activités autres :
 - « une hausse de 37 ETC expliquée principalement, d'une part, par la poursuite des activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue, et d'autre part, par la poursuite de la stabilisation de la structure opérationnelle des activités de mesurage, qui sera atteinte à la fin de l'année 2018 ; »
- (iii) Le Distributeur présente le suivi des ETC à relocaliser suite à la fin du projet LAD, soit 62 ETC en 2017 (D-2017-022) :
 - Nécessité de conserver 12 ETC en recouvrement commercial pour les interruptions de service;
 - Réduction de 20 ETC prévue vers la fin de l'année 2018, à la suite des départs à la retraite;
 - 2 ETC seront toujours à relocaliser à la fin 2018, advenant une décision favorable de la Régie dans le dossier R-3964-2016¹¹. Dans le cas contraire, ces 25 employés sont nécessaires au processus de relève et il n'y a plus lieu de relocaliser.

Demandes :

29.1 Veuillez justifier l'augmentation de 16 ETC et d'une partie des 37 ETC en 2018 par rapport au nombre reconnu en 2017 ayant pour but de poursuivre la stabilisation de la

¹¹ Selon le Distributeur, la décision de la Régie est attendue à l'automne 2017.

structure opérationnelle des activités de mesurage, alors qu'il y a 45 ETC à relocaliser suite à la fin du projet LAD.

Réponse :

1 **L'augmentation des ETC par rapport au nombre reconnu en 2017, alors qu'il y**
2 **a encore 45 ETC à relocaliser à la suite de la fin du projet LAD, s'explique par**
3 **le fait que les ressources à relocaliser ne possèdent pas les qualifications**
4 **requis pour réaliser les activités et tâches planifiées en 2018 en vue**
5 **d'assurer la stabilisation des activités de mesurage.**

29.2 Veuillez confirmer que la masse salariale des 45 ETC à relocaliser sont inclus dans le coût de service de l'année témoin 2018. Si oui, veuillez quantifier, par composante. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

6 **Le Distributeur confirme qu'un montant de 3,3 M\$ est inclus dans la masse**
7 **salariale, soit 2,9 M\$ en salaires de base et 0,4 M\$ en avantages sociaux-**
8 **autres.**

AUTRES CHARGES DIRECTES

- 30. Références :** (i) Pièce [B-0027](#), p. 5, tableau 1;
(ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 61, tableau R-25.1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des autres charges directes pour les années 2016 à 2018. Les autres charges directes incluent notamment la rubrique « Services professionnels et autres » :

Année historique 2016 :	78,6 M\$;
D-2017-022 :	73,8 M\$;
Année de base 2017 :	81,8 M\$;
Année témoin 2018 :	93,6 M\$.

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-25.1 l'évolution des charges liées aux « Services professionnels et autres » de 2011 à 2017, en fournissant :

- les activités de base;
- le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (Facteurs Y et Z en 2018);
- le détail par composante des éléments spécifiques (Facteurs Y et Z en 2018);

et en comparant les données réelles, les données de l'année témoin et celles reconnues par la Régie. Il présente également les écarts.

Demandes :

30.1 Veuillez expliquer la hausse de 19,8 M\$ (26,8 %) entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu en 2017.

Réponse :

1 **Les coûts relatifs aux services professionnels et autres augmentent de 5,5 M\$**
2 **pour les facteurs Y, principalement pour les Interventions en efficacité**
3 **énergétique, et de 14,3 M\$ pour les activités de base. Cette augmentation**
4 **s'explique principalement par les éléments suivants :**

- 5 • **une augmentation de 3,6 M\$ principalement liée à la sous-évaluation du**
6 **montant de maintenance reconnu en 2017, alors que la prévision de la**
7 **maintenance de l'année témoin 2018 est comparable à l'historique de**
8 **2016 ;**
- 9 • **une augmentation de 2,7 M\$ en lien avec le développement de**
10 **nouveaux marchés et la croissance des ventes ;**
- 11 • **une augmentation de 2,7 M\$ des coûts liés aux activités de**
12 **réclamations aux tiers générant une récupération de coûts. Les**
13 **dépenses étant compensées par des revenus équivalents, l'impact**
14 **global sur les revenus requis est nul ;**
- 15 • **une augmentation de 1,9 M\$ pour l'impression et la mise sous**
16 **enveloppe. Les équipements liés à ces opérations étant en fin de durée**
17 **de vie utile, la solution la plus appropriée pour le Distributeur a été de**
18 **confier cette activité à un fournisseur externe ;**
- 19 • **une augmentation de 1,6 M\$ relative à l'analyse préliminaire du projet**
20 **SCADA, lequel vise entre autres le remplacement des systèmes de**
21 **contrôle et d'acquisition de données du réseau de transport et de**
22 **distribution par une nouvelle plateforme.**

30.2 Veuillez expliquer la hausse de 15,0 M\$ (19,1 %) entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016.

Réponse :

23 **Les coûts relatifs aux services professionnels et autres augmentent de 7,2 M\$**
24 **pour les facteurs Y, principalement pour les Interventions en efficacité**
25 **énergétique, et de 9,8 M\$ pour les activités de base. Cette augmentation**
26 **s'explique principalement par les éléments suivants :**

- 1 • une augmentation de 2,7 M\$ en lien avec le développement de
2 nouveaux marchés et la croissance des ventes ;
- 3 • une augmentation de 1,6 M\$ relative à l'analyse préliminaire du projet
4 SCADA ;
- 5 • une augmentation de 1,9 M\$ pour l'impression et la mise sous
6 enveloppe ;
- 7 • une augmentation de 3,0 M\$ des coûts de réhabilitation des parcs à
8 carburant dans les centrales en réseaux autonomes. Les coûts réels
9 pour 2016 sont inclus à la rubrique Charges de services partagés
10 puisqu'Hydro-Québec Innovation, équipement et services partagés est
11 le maître d'œuvre pour la réalisation de ces travaux en 2016. Ils sont
12 toutefois planifiés en tant que services professionnels et autres pour
13 l'année témoin 2018.

30.3 Veuillez compléter le tableau R-25.1 (référence (ii)) pour les charges liées aux « Services professionnels et autres » ainsi que les soldes des comptes d'écarts y afférent, de 2012 à 2018, et expliquer les écarts importants.

Réponse :

- 14 **Le tableau R-30.3 présente l'évolution des charges liées aux Services**
15 **professionnels et autres, par types d'activités, pour les années 2012 à 2018.**

TABLEAU R-30.3 :
ÉVOLUTION DES CHARGES RELIÉES AUX SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES PAR TYPES D'ACTIVITÉS (M\$)

Services professionnels et autres	2012				2013				2014			
	Année témoin ajustée	D-2012-024 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2013-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2014-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision
Activités de base	98,0	95,0	73,0	(22,0)	99,9	96,3	69,2	(27,1)	78,5	67,7	81,7	14,0
Facteurs Y	39,0	30,5	16,1	(14,4)	21,5	21,5	13,2	(8,3)	19,8	19,8	10,1	(9,7)
<i>Stratégie clientèle à faible revenu</i>	1,5	0,8	0,1	(0,7)	0,2	0,2	0,1	(0,1)	0,2	0,2	0,1	(0,1)
<i>Interventions en efficacité énergétique</i>	37,5	29,7	16,0	(13,7)	21,3	21,3	13,1	(8,2)	19,6	19,6	10,0	(9,6)
Services professionnels et autres	137,0	125,5	89,1	(36,4)	121,4	117,8	82,4	(35,4)	98,3	87,5	91,8	4,3

Services professionnels et autres	2015				2016				2017			2018	
	Année témoin	D-2015-018 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2016-033 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2017-022 ajustée	Année de base	Écart Année de base vs Décision	Année témoin
Activités de base	78,9	68,7	73,9	5,2	87,0	74,8	71,9	(2,9)	69,7	65,4	72,6	7,2	79,7
Facteurs Y	19,9	19,9	9,2	(10,7)	21,2	16,2	6,7	(9,5)	18,4	8,4	9,2	0,8	13,9
<i>Stratégie clientèle à faible revenu</i>	0,2	0,2	0,1	(0,1)	0,2	0,2	0,1	(0,1)	0,2	0,2	0,5	0,3	1,0
<i>Interventions en efficacité énergétique</i>	19,7	19,7	9,1	(10,6)	21,0	16,0	6,6	(9,4)	18,2	8,2	8,7	0,5	12,9
Services professionnels et autres	98,8	88,6	83,1	(5,5)	108,2	91,0	78,6	(12,4)	88,1	73,8	81,8	8,0	93,6

1 Les écarts des années 2012 à 2015 ont été expliqués en réponse à la
2 question 25.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce
3 HQD-16, document 1.2 (B-0072) du dossier R-3980-2016 (référence ii).

4 Pour 2016, l'écart favorable de 2,9 M\$ pour les activités de base entre le
5 montant réel et celui reconnu s'explique principalement par les coûts de
6 réhabilitation des parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes,
7 coûts planifiés en tant que Services professionnels et autres dans la décision
8 D-2016-033 alors qu'ils sont inclus à la rubrique Charges de services partagés
9 au réel.

10 L'écart favorable de 9,4 M\$ pour les Interventions en efficacité énergétique est
11 expliqué à la section 3 de la pièce HQD-7, document 3 du *Rapport annuel 2016*
12 *du Distributeur*, qui traite des suivis énergétiques et budgétaire de 2016.

13 Pour l'année 2017, l'écart défavorable de 7,2 M\$ pour les activités de base
14 entre le montant de l'année de base et celui reconnu s'explique par les
15 éléments suivants :

- 16 • une augmentation de 3,6 M\$ principalement liée à la sous-évaluation du
17 montant de maintenance reconnu en 2017, alors que la prévision de la
18 maintenance de l'année de base 2017 est comparable à l'historique de
19 2016 ;
- 20 • une augmentation de 4,0 M\$ des coûts liés aux activités de
21 réclamations aux tiers générant une récupération de coûts. Les
22 dépenses étant compensées par des revenus équivalents, l'impact
23 global sur le revenu requis est nul ;
- 24 • une augmentation de 1,9 M\$ en lien avec le développement de
25 nouveaux marchés et la croissance des ventes ;
- 26 • une diminution de 3,0 M\$ des coûts de réhabilitation des parcs à
27 carburant dans les centrales en réseaux autonomes. Ceux de l'année
28 de base 2017 sont inclus à la rubrique Charges de services partagés
29 puisqu'Hydro-Québec Innovation, équipement et services partagés est
30 le maître d'œuvre pour la réalisation de ces travaux en 2017. Ils
31 apparaissent toutefois en tant que services professionnels et autres
32 aux fins de la décision D-2017-022.

31. Référence : Pièce [B-0027](#), p. 6.

Préambule :

« Le Distributeur constate qu'annuellement, une portion de ses activités de base est composée de dossiers de nature non récurrente qui expliquent les variations à la hausse ou

à la baisse de cette rubrique. Il considère donc que l'examen de la moyenne historique indexée des cinq dernières années des autres activités de base permet d'apprécier de façon globale les coûts prévus pour 2018.

Ainsi, les coûts relatifs aux autres activités de base ont été déterminés en fonction des besoins spécifiques prévus pour l'année témoin 2018 et s'établissent à 248,0 M\$, soit un niveau inférieur à la moyenne historique indexée des cinq dernières années de 255,2 M\$, et ce, malgré des besoins additionnels de 1,8 M\$ découlant du développement de nouveaux marchés et de la croissance des ventes. » [nous soulignons]

Demande :

31.1 Veuillez indiquer pour chacune des années le montant des activités de base qui donne une moyenne historique indexée des cinq dernières années est de 255,2 M\$.

Réponse :

1 **La moyenne historique indexée des autres activités de base provient des**
2 **montants réels, ajustés de la réorganisation TI et des facteurs Y, pour les**
3 **années 2012 à 2016 et indexés selon les taux d'inflation réels sur cette même**
4 **période. Le tableau R-31.1 présente les montants ajustés et indexés des cinq**
5 **dernières années.**

**TABLEAU R-31.1 :
AUTRES ACTIVITÉS DE BASE
(MONTANTS AJUSTÉS ET INDEXÉS)**

2012	275,4 M\$
2013	228,9 M\$
2014	258,8 M\$
2015	232,6 M\$
2016	280,3 M\$

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

32. Références : (i) Pièce [B-0064](#), p. 36, tableau R-5.1-A;
(ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 64, tableau R-26.1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau R-5.1-A (avec et sans l'impact des modifications à l'ASC 715), le sommaire des charges de services partagés pour les années 2016 à 2018,

dont les charges liées à la « Vice-présidence-Technologies de l'information et des communications (VPTIC) ».

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-26.1 l'évolution des charges liées à la VPTIC de 2011 à 2017, en fournissant :

- les activités de base;
- le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (Facteurs Y et Z en 2018);
- le détail par composante des éléments spécifiques (Facteurs Y et Z en 2018);

et en comparant les données réelles, les données de l'année témoin et celles reconnues par la Régie. Il présente également les écarts.

Demande :

32.1 Veuillez mettre à jour et déposer le tableau R-26.1 (référence (ii)) pour les charges liées à la VPTIC (avec et sans ASC 715), de 2012 à 2018, et expliquer les écarts importants.

Réponse :

1 **Le tableau R-32.1 présente les charges de services partagés de la VPTIC pour**
2 **les années 2012 à 2018, avec et sans les impacts des modifications à**
3 **l'ASC 715.**

4 **Le Distributeur rappelle que les montants des années 2012 à 2016¹² ainsi que**
5 **ceux de la décision D-2017-022 ne sont pas affectés par les modifications**
6 **apportées à l'ASC 715.**

¹² Données non ajustées des ajustements organisationnels.

TABLEAU R-32.1 :
CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS – VICE-PRÉSIDENTE-TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION ET DES COMMUNICATIONS (VPTIC)
2012 À 2018 (M\$)

Vice-présidente-Technologies de l'information et des communications (VPTIC)	Année 2012				Année 2013				Année 2014				Année 2015			
	Année témoin ajustée	D-2012-024 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2013-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2014-037	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2015-018	Réel	Écart Réel vs Décision
CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT	217,1	217,1	206,3	(10,8)	223,6	223,6	203,9	(19,7)	225,1	212,4	203,9	(8,5)	224,9	221,0	209,3	(11,7)
Activités de base	217,0	217,0	205,4	(11,6)	222,8	222,8	202,2	(20,6)	223,7	211,0	201,8	(9,2)	223,4	218,5	206,8	(11,7)
Rendement des fournisseurs	4,2	4,2	3,1	(1,1)	3,0	3,0	3,0	-	4,5	4,1	4,1	-	7,1	7,1	3,4	(3,7)
Activités de base (autres)	212,8	212,8	202,3	(10,5)	219,8	219,8	199,2	(20,6)	219,2	206,9	197,7	(9,2)	216,3	211,4	203,4	(8,0)
Facteurs Y	0,1	0,1	0,9	0,8	0,8	0,8	1,7	0,9	1,4	1,4	2,1	0,7	1,5	2,5	2,5	-
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	-	-	0,8	0,8	0,8	0,8	1,4	0,6	1,4	1,4	2,1	0,7	1,4	1,4	2,1	0,7
Interventions en efficacité énergétique (dont PGÉE)	0,1	0,1	0,1	-	-	-	0,3	0,3	-	-	-	-	0,1	1,1	0,4	(0,7)

Vice-présidente-Technologies de l'information et des communications (VPTIC)	Année 2016				Année 2017				Année 2018			
	Année témoin	D-2016-033 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2017-022 ajustée	Année de base avec ASC 715	Année de base sans ASC 715	Écart Année de base sans ASC 715 vs Décision	Année témoin avec ASC 715	Année témoin sans ASC 715	Écart Année témoin sans ASC 715 vs Réel 2016
CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT	205,2	222,8	212,7	(10,1)	215,1	205,9	203,4	203,0	(2,9)	215,5	206,6	(6,1)
Activités de base	201,3	219,2	210,1	(9,1)	213,3	202,7	201,5	201,1	(1,6)	213,2	204,3	(5,8)
Rendement des fournisseurs	6,5	6,6	3,9	(2,7)	6,9	6,9	5,4	5,4	(1,5)	6,1	6,1	2,2
Activités de base (autres)	194,8	212,6	206,2	(6,4)	206,4	195,8	196,1	195,7	(0,1)	207,1	198,2	(8,0)
Facteurs Y	3,9	3,6	2,6	(1,0)	1,8	3,2	1,9	1,9	(1,3)	2,3	2,3	(0,3)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	3,8	2,9	2,4	(0,5)	1,8	2,4	1,7	1,7	(0,7)	1,9	1,9	(0,5)
Interventions en efficacité énergétique	0,1	0,7	0,2	(0,5)	-	0,8	0,2	0,2	(0,6)	0,4	0,4	0,2

1 Les écarts des années 2012 à 2014 sont expliqués au dossier R-3933-2015¹³,
2 tandis que l'écart de l'année 2015 est expliqué au dossier R-3980-2016¹⁴.

3 L'écart favorable de 10,1 M\$ constaté en 2016 entre le montant réel et celui
4 reconnu est principalement attribuable au repositionnement de l'ensemble
5 des projets du Distributeur en services de développement TIC ainsi qu'au
6 rendement sur les actifs de la VPTIC moins élevé que prévu.

7 La diminution de 2,9 M\$ entre l'année de base 2017 sans les impacts des
8 modifications à l'ASC 715 et la décision D-2017-022 ajustée s'explique
9 principalement par le rendement sur les actifs de la VPTIC moins élevé que
10 prévu.

11 Finalement, la diminution de 6,1 M\$ constatée entre l'année témoin 2018 sans
12 les impacts des modifications à l'ASC 715 et le montant réel 2016 découle
13 principalement des efforts d'efficience réalisés par la VPTIC, qui ont plus que
14 compensé les effets de l'inflation pour cette période. En effet, la VPTIC est en
15 profonde transformation depuis 2015 et des actions concrètes réalisées en
16 2015 et 2016, notamment la centralisation des activités et la mise en place
17 d'une organisation basée sur un modèle d'affaires reconnu, le renforcement
18 de la gouvernance et l'amélioration des relations d'affaires avec ses clients
19 portent leurs fruits. De plus, la VPTIC a élaboré un plan d'efficience de cinq
20 ans qui permettra de poursuivre l'amélioration de la performance des TIC
21 dans l'entreprise.

33. Références : (i) Pièce [B-0064](#), p. 36 et 37;
(ii) Pièce [B-0021](#), p. 11;
(iii) Pièce [B-0064](#), p. 28.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau R-5.1-A (avec et sans ASC 715), le sommaire des charges de services partagés pour les années 2016 à 2018, dont les rubriques suivantes :

- Variation du coût de retraite non réparti par produits;
- Variation du coût des autres régimes non réparti par produits.

« Le Distributeur tient à préciser que les impacts liés aux modifications à l'ASC 715 par fournisseurs et par produits et services ont été reflétés exclusivement dans l'année témoin 2018.

¹³ Réponse à la question 15.1 de la demande de renseignements n° 5 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.4 (B-0099).

¹⁴ Réponse à la question 26.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072).

En effet, pour l'année de base 2017, les coûts des produits et services des fournisseurs internes ont été établis avant les modifications à l'ASC 715, soit au printemps 2016 conformément au processus d'établissement de la facturation interne. Ainsi, dans le tableau 2 mentionné en préambule, le Distributeur a présenté les impacts des modifications aux rubriques Variation du coût de retraite non réparti par produits et Variation du coût des autres régimes non réparti par produits.

Quant à l'année témoin 2018, les coûts des produits et services des fournisseurs internes ont été établis au printemps 2017 selon les modifications à l'ASC 715. Si la Régie devait refuser la demande du Distributeur, les ajustements seraient portés exclusivement aux rubriques Variation du coût de retraite non réparti par produits et Variation du coût des autres régimes non réparti par produits puisque les grilles tarifaires des fournisseurs internes ne seraient pas révisées. »

[nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableaux 8 et 9, le coût de retraite du Distributeur pour les années 2016 à 2018, dont la rubrique « Charges de services partagés ».

(iii) Le Distributeur présente au tableau R-2.1-F, le coût de retraite du Distributeur sans les modifications à l'ASC 715 pour les années 2017 et 2018, dont la rubrique « Charges de services partagés ».

À partir des données présentées aux références (i) à (iii), la Régie a préparé le tableau suivant :

Charges de services partagés (en M\$)	Coût de retraite (CR)			Variation du CR non réparti par produits
	Facteur Y	CER Pré-MRI	Total	
Année historique 2016	7,8	4,3	12,1	-14,2
D-2017-022 (sans ASC 715)	7,0	-4,3	2,7	-0,8
D-2017-022 (avec ASC 715)	41,6	-4,3	37,3	
Année de base 2017 (sans ASC 715)	2,0	0,7	2,7	-5,8
Année de base 2017 (avec ASC 715)	39,6	-2,3	37,3	31,8
Année témoin 2018 (sans ASC 715)	7,2	-5,0	2,2	-43,8
Année témoin 2018 (avec ASC 715)	50,8	-2,0	48,8	0,0

Demandes :

33.1 Veuillez expliquer le traitement comptable du coût de retraite et du coût des autres régimes répartis par produits et non répartis par produits dont les résultantes sont présentées aux rubriques suivantes :

- Variation du coût de retraite non réparti par produits;
 - Variation du coût des autres régimes non réparti par produits.
- et faire le lien avec « le processus d'établissement de la facturation interne » et les « grilles tarifaires des fournisseurs internes ».

Réponse :

1 Les grilles tarifaires sont établies par les fournisseurs en début d'année
2 courante pour l'année suivante. Un montant pour le coût de retraite est
3 incorporé aux produits des fournisseurs en fonction de la prévision en
4 vigueur au moment de l'établissement de ces grilles.

5 Par la suite, lors de la préparation du dossier tarifaire, une réévaluation du
6 coût de retraite peut être effectuée. Aucune mise à jour des montants des
7 produits et services déjà établis dans les grilles des fournisseurs n'est
8 effectuée et l'écart entre la prévision du coût de retraite du dossier tarifaire et
9 celle intégrée dans les grilles des fournisseurs est présentée aux lignes
10 Variation du coût de retraite non réparti par produits. L'évaluation du coût de
11 retraite inclus dans les grilles des fournisseurs et celui inscrit à la ligne
12 Variation du coût de retraite non réparti par produits est nécessaire au calcul
13 du compte d'écarts lié au coût de retraite présenté aux tableaux 8 et 9 de la
14 pièce HQD-5, document 2 (B-0021).

15 Les montants présentés à la ligne Variation du coût des autres régimes non
16 réparti par produits pour l'année de base 2017 sans ASC 715 et pour l'année
17 témoin 2018 sans ASC 715 sont présentés au tableau R-5.1-A de la pièce
18 HQD-15, document 1.1 (B-0064) du présent dossier tarifaire. Ils représentent
19 l'écart entre le montant du coût des autres régimes intégré dans les grilles
20 des fournisseurs et ceux inclus à l'année de base 2017 et l'année témoin 2018
21 sans ASC 715. De fait, ils représentent les impacts liés aux modifications à
22 l'ASC 715 pour les fournisseurs.

33.2 Veuillez confirmer les données présentées au tableau préparé par le Régie. Sinon, veuillez déposer un tableau révisé.

Réponse :

23 Le Distributeur confirme que les données présentées dans le tableau préparé
24 par la Régie sont exactes sauf pour le montant de variation du coût de retraite
25 non réparti par produits pour l'année témoin 2018 (sans ASC 715) qui devrait
26 se lire -43,6 M\$ comme présenté au tableau R-5.1-A de la pièce HQD-15,
27 document 1.1 (B-0064), en réponse à la question 5.1.

33.3 Veuillez expliquer l'écart entre le coût de retraite courant (facteur Y) et la variation du coût de retraite non réparti par produits, pour chacune des années 2016 à 2018 (sans et avec ASC 715).

Réponse :

- 1 **Le tableau R-33.3 présente l'écart entre le coût de retraite et la variation du**
- 2 **coût de retraite non réparti par produits pour les années 2016 à 2018 (sans et**
- 3 **avec ASC 715).**

**TABLEAU R-33.3 :
CONCILIATION DU COÛT DE RETRAITE ET
DE LA VARIATION DU COÛT DE RETRAITE NON RÉPARTI PAR PRODUITS
AVEC ET SANS LES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Description	Année historique 2016	Référence
Coût de retraite sans ASC 715		
Réel	7,8	Pièce HQD-5, document 2, tableau 8, page 11
Grilles tarifaires des fournisseurs - 2016	22,0	
Variation du coût de retraite non réparti par produits	(14,2)	Pièce HQD-15, document 1.1, tableau R-5.1-A, page 36

Description	D-2017-022 ajustée	
Coût de retraite sans ASC 715		
D-2017-022 ajustée	7,0	Pièce HQD-5, document 2, tableau 8, page 11
Grilles tarifaires des fournisseurs - 2017	7,8	
Variation du coût de retraite non réparti par produits	(0,8)	Pièce HQD-15, document 1.1, tableau R-5.1-A, page 36

Description	Année de base 2017	
Coût de retraite sans ASC 715		
Année de base 2017	2,0	Pièce HQD-15, document 1.1, tableau R-2,1F, page 28
Grilles tarifaires des fournisseurs - 2017	7,8	
Variation du coût de retraite non réparti par produits	(5,8)	Pièce HQD-15, document 1.1, tableau R-5.1-A, page 36
Coût de retraite avec ASC 715		
Année de base 2017	39,6	Pièce HQD-5, document 2, tableau 9, page 11
Grilles tarifaires des fournisseurs - 2017	7,8	
Variation du coût de retraite non réparti par produits	31,8	Pièce HQD-15, document 1.1, tableau R-5.1-A, page 36

Description	Année témoin 2018	
Coût de retraite sans ASC 715		
Année témoin 2018	7,2	Pièce HQD-15, document 1.1, tableau R-2,1F, page 28
Grilles tarifaires des fournisseurs - 2018	50,8	
Variation du coût de retraite non réparti par produits	(43,6)	Pièce HQD-15, document 1.1, tableau R-5.1-A, page 36
Coût de retraite avec ASC 715		
Année témoin 2018	50,8	Pièce HQD-5, document 2, tableau 9, page 11
Grilles tarifaires des fournisseurs - 2018	50,8	
Variation du coût de retraite non réparti par produits	-	Pièce HQD-15, document 1.1, tableau R-5.1-A, page 36

33.4 Veuillez confirmer que la variation du coût de retraite non réparti par produits de l'année de base 2017 (+31,8 M\$) et celle de l'année témoin 2018 (-43,8 M\$) représentent principalement l'impact total de l'ASC 715 non réparti par produits. Veuillez expliquer la nature comptable du montant débiteur (+31,8 M\$) et du montant créditeur (-43,8 M\$).

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme. De plus, voir la réponse à la question 33.3 pour**
2 **l'explication du montant débiteur de 31,8 M\$ et du montant créditeur**
3 **de -43,6 M\$.**

COÛTS CAPITALISÉS

34. Référence : Pièce [B-0030](#), p. 5 et 6.

Préambule :

« Les prestations de travail liées aux activités de base s'établissent à 271,7 M\$ pour l'année de base 2017, en hausse de 17,8 M\$ par rapport au montant reconnu, redressé des ajustements organisationnels.

Cette hausse s'explique principalement par les éléments suivants :

- *une augmentation de la capacité de réalisation des métiers-lignes due,*
 - *d'une part, à l'augmentation des heures productives par employé découlant du rajeunissement de la main-d'oeuvre (par exemple, moins de vacances ou d'absences pour des raisons médicales) et,*
 - *d'autre part, à l'augmentation du temps supplémentaire découlant principalement des difficultés d'intégration des nouveaux employés métiers-lignes dans les équipes régulières;*
- *une augmentation du volume de compteurs installés dans les lieux difficiles d'accès ainsi qu'une proportion plus grande que prévue de compteurs visant la clientèle d'affaires par rapport aux compteurs pour les clients résidentiels, ce qui a un impact à la hausse sur le temps d'installation des compteurs ;*
- *une augmentation du volume de compteurs neufs installés par rapport aux compteurs récupérés. En effet, le Distributeur avait prévu utiliser une proportion plus élevée de compteurs récupérés mais leur indisponibilité ne permet pas au Distributeur d'appliquer cette stratégie. Le Distributeur rappelle que l'installation d'un compteur neuf est constatée aux investissements alors que celle d'un compteur récupéré est constatée aux charges d'exploitation. » [nous soulignons]*

Demandes :

34.1 Veuillez quantifier l'écart de 17,8 M\$ pour chacune des composantes présentées en préambule.

Réponse :

- 1 **L'écart de 17,8 M\$ dans les prestations de travail liées aux activités de base**
2 **se quantifie principalement de la façon suivante pour chacune des**
3 **composantes mentionnées en préambule :**
- 4 • **4,4 M\$ dû à l'augmentation de la capacité de réalisation des employés**
5 **métiers-lignes ;**
 - 6 • **6,6 M\$ dû à la quantité plus élevée que prévue de compteurs installés**
7 **dans les lieux difficiles d'accès ainsi qu'à une proportion plus grande**
8 **que prévue de compteurs visant la clientèle d'affaires par rapport aux**
9 **compteurs pour les clients résidentiels ;**
 - 10 • **2,4 M\$ dû à l'installation d'une proportion plus importante que prévu de**
11 **compteurs neufs par rapport aux compteurs récupérés.**

34.2 Veuillez indiquer le nombre total de compteurs installés dans les lieux difficiles. Veuillez indiquer le volume reconnu en 2017, celui de l'année de base 2017 et de l'année témoin 2018. Veuillez quantifier et expliquer les écarts en volume et en M\$ par rapport à la décision D-2017-022.

Réponse :

- 12 **Voir la pièce HQD-9, document 5 (B-0037), aux pages 11 et 12.**

34.3 Veuillez quantifier la proportion plus grande entre le nombre de compteurs installés visant la clientèle d'affaires et les compteurs pour les clients résidentiels. Veuillez indiquer le volume reconnu en 2017 et celui de l'année de base 2017 et de l'année témoin 2018 pour les compteurs visant la clientèle d'affaires et ceux des clients résidentiels. Veuillez quantifier et expliquer les écarts en volume et en M\$ par rapport à la décision D-2017-022.

Réponse :

- 13 **Voir la pièce HQD-9, document 5 (B-0037), aux pages 11 et 12.**

34.4 Veuillez indiquer le volume de compteurs neufs installés et les compteurs récupérés pour ceux reconnus en 2017, l'année de base 2017 et l'année témoin 2018. Veuillez quantifier et expliquer les écarts en volume et en M\$ par rapport à la décision D-2017-022.

Réponse :

- 1 Le Distributeur présente l'information demandée quant au volume de
2 compteurs neufs et récupérés au tableau R-34.4.

TABLEAU R-34.4 :
VOLUME DE COMPTEURS NEUFS ET RÉCUPÉRÉS (MILLIERS)

	D-2017-022	Année base 2017	Écart AB 2017 vs D-2017-022	Année témoin 2018	Écart AT 2018 vs D-2017-022
Compteurs neufs	97,7	119,8	22,1	119,0	21,3
Compteurs récupérés	23,0	4,1	(18,9)	3,8	(19,2)
Volume total	120,7	123,9	3,2	122,8	2,1

- 3 L'impact aux investissements de l'augmentation du volume de compteurs
4 neufs par rapport aux compteurs récupérés est de 2,4 M\$ entre l'année de
5 base 2017 (AB 2017) et la valeur reconnue (décision D-2017-022), et de 2,6 M\$
6 entre l'année témoin 2018 (AT 2018) et la valeur reconnue (décision
7 D-2017-022).

35. Références : (i) Pièce [B-0064](#), p. 43, tableau R-7.2;
(ii) Pièce [B-0030](#), p. 7.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau R-7.2, l'évolution des coûts capitalisés 2012-2018. Voici un extrait :

Description	2015			2016			2017			2018	
	D-2015-018 ajustée des réorg.	Réel	Écart	D-2016-033 ajustée des réorg.	Réel	Écart	D-2017-022 ajustée des réorg.	Année de base avec ASC 715	Année de base sans ASC 715	Année témoin avec ASC 715	Année témoin sans ASC 715
Prestations de travail	(282,3)	(297,5)	15,2	(268,8)	(295,9)	27,1	(257,7)	(280,2)	(280,3)	(328,1)	(275,8)
Activités de base	(259,3)	(274,5)	15,2	(251,0)	(278,4)	27,4	(253,9)	(271,7)	(276,3)	(270,2)	(275,4)
Facteurs Y (voir document HQD-8, document 1, annexe A)	(23,0)	(23,0)	-	(17,8)	(6,8)	(11,0)	(5,9)	(29,2)	(1,3)	(39,1)	(5,2)
CER pré-NRI ¹					(10,7)	10,7	2,1	0,7	(2,7)	1,4	4,8
Coût de retraite								20,0	-	(20,2)	-
Modification à l'ASC 715								(44,1)	(44,1)	(44,3)	(44,3)
Gestion de matériel	(45,3)	(39,5)	(5,8)	(43,9)	(38,8)	(5,1)	(43,6)	(44,1)	(44,1)	(44,3)	(44,3)
Coûts capitalisés	(327,6)	(337,0)	9,4	(312,7)	(334,7)	22,0	(301,3)	(324,3)	(324,4)	(372,4)	(320,1)

¹ Présentation non retraitée pour les données antérieures au réel 2016

- (ii) Le Distributeur explique qu'« en 2016, le niveau plus élevé des prestations de travail par rapport à celui reconnu s'explique par l'installation plus complexe que prévue de compteurs communicants dans le cadre de la fin du déploiement du projet LAD ».

Demandes :

35.1 Veuillez expliquer pourquoi le niveau des prestations de travail en 2016, plus élevé par rapport à celui reconnu en 2016 (soit une hausse de 27,4 M\$), a été maintenu dans les prévisions de l'année de base 2017 et de l'année témoin 2018, principalement attribuable à l'installation plus complexe que prévue de compteurs communicants dans le cadre de la fin du déploiement du projet LAD.

Réponse :

1 **Le niveau de prestations de travail en 2016 s'explique par l'installation plus**
2 **complexe de compteurs communicants, qui concerne principalement les**
3 **compteurs CII dans le cadre du déploiement du projet LAD, lequel s'est**
4 **terminé le 31 décembre 2016. Quant au niveau de prestations de travail pour**
5 **l'année de base 2017 et l'année témoin 2018, il s'explique par le remplacement**
6 **des compteurs difficiles d'accès dans le cadre des activités de base de**
7 **mesurage. Ainsi, le niveau de prestations de travail est demeuré le même pour**
8 **les trois années, mais pour des raisons différentes.**

35.2 Veuillez indiquer la date de la fin de l'installation des compteurs communicants dans le cadre du déploiement du projet LAD.

Réponse :

9 **La date de la fin du déploiement du projet LAD est le 31 décembre 2016. À titre**
10 **informatif, le Distributeur prévoit terminer l'installation pour les cas difficiles**
11 **d'accès en 2019 dans le cadre de ses activités de base.**

AUTRES CHARGES

36. **Références :** (i) Pièce [B-0031](#), p. 5;
(ii) Pièce, [B-0031](#), p. 7;
(iii) *Short Term Energy Outlook, September 12, 2017*
(U.S. Energy Information Administration)¹⁵.

Préambule :

¹⁵ <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>

(i)

**TABLEAU 1 :
ÉVOLUTION DES AUTRES CHARGES (M\$)**

Description	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-022	Année de base	
Achats de combustible ¹	69,5	86,5	86,5	94,8
Achats de combustible	77,1	86,2	83,3	97,2
Compte d'écarts 2014	-1,7			
Compte d'écarts 2015	-5,7	0,6	0,6	
Compte d'écarts 2016	-0,2	-0,3	-0,3	0,5
Compte d'écarts 2017			2,9	-2,9

(ii)

**TABLEAU 3 :
COMPARAISON DES PRIX DU BARIL DE PÉTROLE WTI**

	WTI en \$US/baril
Année historique 2016	
Prix moyen observé en 2016	43,33
Année 2017 (D-2017-022)	
Prévision de l'EIA*	50,00
Année de base 2017	
Prévision de l'EIA**	49,99
Année témoin 2018	
Prévision de l'EIA**	59,83

* Annual Energy Outlook 2016 - Mai 2016

** Annual Energy Outlook 2017 - Janvier 2017

(iii) « Forecast Highlights
Global liquid fuels

North Sea Brent crude oil spot prices averaged \$52 per barrel (b) in August. EIA forecasts Brent spot prices to average \$51/b in 2017 and \$52/b in 2018. West Texas Intermediate (WTI) average crude oil prices are forecast to be about \$2/b lower than Brent prices in both 2017 and 2018. [...] » [Nous soulignons]

La Régie note que :

- Comme l'indique le tableau 3 en référence (ii), la prévision du montant des achats de combustibles du Distributeur en référence (i) est basée sur un prix du pétrole WTI de 49,99 US\$/baril pour l'année de base 2017, et de 59,83 US\$/baril pour l'année témoin 2018 (*Annual Energy Outlook, U.S. Energy Information Administration (EIA), janvier 2017*).
- Dans son *Short Term Energy Outlook* de septembre 2017 en référence (iii), l'EIA a révisé sa prévision des prix du pétrole WTI à 49 US\$/baril pour 2017 et 50 US\$/baril pour 2018.

- Pour l'année témoin 2018, la prévision de l'EIA a donc été abaissée de près de 10 US\$/baril.

Demande :

36.1 Veuillez déposer une mise-à-jour des tableaux 1, 2 et 3 de la demande du Distributeur (Autres charges, [B-0031](#)) qui tient compte de la révision de la prévision des prix du pétrole WTI faite par l'EIA, telle que publiée dans son *Short Term Energy Outlook* de septembre 2017.

Réponse :

1 Les tableaux R-36.1-A à R-36.1-C présentent l'information demandée.

**TABLEAU R-36.1-A :
ÉVOLUTION DES AUTRES CHARGES (M\$)**

Description	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-022	Année de base	
Achats de combustible	69,5	86,5	86,5	82,5
Achats de combustible	77,1	86,2	82,3	85,9
Compte d'écarts 2014	-1,7			
Compte d'écarts 2015	-5,7	0,6	0,6	
Compte d'écarts 2016	-0,2	-0,3	-0,3	0,5
Compte d'écarts 2017			3,9	-3,9

**TABLEAU R-36.1-B :
DÉTAIL DES COÛTS ET DES VOLUMES DE COMBUSTIBLE**

Description	Année historique 2016		2017				Année témoin 2018	
			D-2017-022		Année de base			
	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres
Mazout - Réseaux autonomes	61,2	75,7	68,9	78,7	65,7	77,9	69,0	79,5
Interventions en efficacité énergétique (Compensation mazout - PUEÉ)	10,1		10,0		9,5		9,6	
Groupes électrogènes de secours	5,4	1,4	7,1	3,0	6,8	3,0	6,9	3,0
Location et entretien	4,3		4,5		4,8		4,8	
Combustible	1,1	1,4	2,6	3,0	2,0	3,0	2,0	3,0
Rapides-des-Joachims	0,4		0,3		0,3		0,4	
Total	77,1		86,2		82,3		85,9	

TABLEAU R-36.1-C :
COMPARAISON DES PRIX DU BARIL DE PÉTROLE WTI

	WTI en \$US/baril
Année historique 2016	
Prix moyen observé en 2016	43,33
Année 2017 (D-2017-022)	
Prévision de l'EIA*	50,00
Année de base 2017	
Prévision de l'EIA**	48,83
Année témoin 2018	
Prévision de l'EIA**	49,58

* Annual Energy Outlook 2016 - Mai 2016

** Short Term Energy Outlook - Septembre 2017

37. Référence : Pièce [B-0031](#), p. 8 et 9.

Préambule :

« Afin de permettre l'appréciation des montants prévus à titre d'amortissement, le Distributeur présente au tableau 4 les actifs mis en service des années 2016 à 2018, et au tableau 5, la composition de la charge d'amortissement de l'année de base et l'année témoin, excluant le compte de nivellement pour aléas climatiques. »

TABLEAU 4 :
ACTIFS MIS EN SERVICE – 2016-2018 (M\$)

	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-022	Année de base	
Immobilisations en exploitation	621,1	586,3	659,0	634,7
Contrat de location-acquisition	4,9	17,9	10,1	8,1
Actifs incorporels en exploitation	24,9	16,8	13,2	43,9
Autres actifs	272,0	120,2	90,4	287,1
Interventions en efficacité énergétique	50,3	85,0	65,0	85,0
Programme Conversion à l'électricité			10,2	40,8
Contributions à des projets de raccordement	215,5	30,3	7,5	159,1
Autres actifs réglementaires	6,2	4,9	7,6	2,2
Total - MES	922,8	741,2	772,6	973,8

TABLEAU 5 :
COMPOSANTES DE LA CHARGE D'AMORTISSEMENT (M\$)

	Année de base 2017	Année témoin 2018
Amortissement provenant des immobilisations en exploitation au 31 décembre 2016	736,2	650,5
Amortissement provenant des MES 2017	9,6	36,4
Immobilisations en exploitation	8,6	23,8
Contrat de location-acquisition	0,1	0,5
Actifs incorporels en exploitation	0,9	3,0
Autres actifs		9,1
Interventions en efficacité énergétique		6,5
Programme Conversion à l'électricité		1,0
Contributions à des projets de raccordement		0,1
Autres actifs réglementaires		1,5
Amortissement provenant des MES 2018		8,8
Immobilisations en exploitation		7,6
Contrat de location-acquisition		0,1
Actifs incorporels en exploitation		1,1
Autres actifs		
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	13,0	13,0
Total	758,9	708,7

Demandes :

37.1 Veuillez expliquer les écarts des actifs mis en service (tableau 4), par composantes :

- Entre l'année témoin 2018 et les mises en service reconnus en 2017;
- Entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016.

Réponse :

1 **Le tableau R-37.1-A reprend les données du tableau 4 du préambule auquel**
2 **s'ajoutent des colonnes relatives aux écarts à expliquer.**

TABLEAU R-37.1-A :
ACTIFS MIS EN SERVICE EN 2016, 2017 ET 2018 (M\$)

	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018	Écart entre Année témoin 2018 et	
		D-2017-022	Année de base		D-2017-022	Année historique 2016
Immobilisations en exploitation	621,1	586,3	659,0	634,7	48,4	13,6
Contrat de location-acquisition	4,9	17,9	10,1	8,1	(9,8)	3,3
Actifs incorporels en exploitation	24,9	16,8	13,2	43,9	27,1	19,0
Autres actifs	272,0	120,2	90,4	287,1	167,0	15,2
Interventions en efficacité énergétique	50,3	85,0	65,0	85,0		34,7
Programme Conversion à l'électricité			10,2	40,8	40,8	40,8
Contributions à des projets de raccordement	215,5	30,3	7,5	159,1	128,8	(56,4)
Autres actifs réglementaires	6,2	4,9	7,6	2,2	(2,7)	(4,0)
Total - MES	922,8	741,2	772,6	973,8	232,7	51,0

1 Les mises en service de l'année témoin 2018 s'élèvent à 973,8 M\$ en hausse de
2 232,7 M\$ par rapport celles de l'année reconnue pour 2017 et de 51,0 M\$ par
3 rapport à l'année historique 2016. Ces écarts s'expliquent principalement par
4 les éléments suivants :

5 **Immobilisations en exploitation**

6 Le tableau R-37.1-B présente les écarts des Immobilisations en exploitation mis
7 en service pour la période 2016 à 2018.

**TABLEAU R-37.1-B :
IMMOBILISATIONS EN EXPLOITATION MISES EN SERVICE EN 2016, 2017 ET 2018 (M\$)**

	Année historique 2016	D-2017-022	Année témoin 2018	Écart entre	
				D-2017-022	Année historique 2016
Immobilisations en exploitation					
Projets > 10 M\$	99,0	64,3	92,1	27,8	(6,9)
Construction de la centrale thermique d'Akulivik	0,8				(0,8)
Réaménagement de l'échangeur Dorval		1,0	3,9	2,9	3,9
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)	0,4				(0,4)
Lecture à distance - Phase 1	0,5				(0,5)
Lecture à distance - Phases 2 et 3	63,8				(63,8)
Travaux de raccordement au réseau de distribution					
Poste Lefrançois	2,5	1,2	0,3	(0,9)	(2,2)
Poste de Saint-Jérôme			36,8	36,8	36,8
Poste de Charlesbourg	0,6	1,6		(1,6)	(0,6)
Poste de Limoilou	8,4			-	(8,4)
Poste de Port-Daniel	0,1	5,1	0,5	(4,6)	0,4
Poste Charland	0,3	4,6		(4,6)	(0,3)
Poste Bélanger	5,2	6,0	2,7	(3,3)	(2,5)
Poste Henri-Bourassa	5,8	7,6	13,0	5,4	7,2
Poste Fleury	0,1	6,0	3,1	(2,9)	3,0
Poste Duchesnay	1,9				(1,9)
Poste de Baie-Saint-Paul	0,1	10,0	5,6	(4,4)	5,5
Poste d'Adamsville	7,9	2,0		(2,0)	(7,9)
Poste Saint-Jean	0,4	3,8	5,1	1,3	4,7
Poste Saint-Patrick		3,8		(3,8)	
Poste de Saint-Georges			14,5	14,5	14,5
Poste De Lorimier	0,2	5,6	6,6	1,0	6,4
Raccordement du village de La Romaine		6,0		(6,0)	
Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'art. 73	14,8	12,0	12,0		(2,8)
Programme d'enfouissement	14,8	12,0	12,0		(2,8)
Projets < 10 M\$	507,3	510,0	530,6	20,6	23,3
Bâtiments	20,7	30,2	31,6	1,4	10,9
Matériel roulant	15,1	30,2	35,2	5,0	20,1
Autres	471,5	449,6	463,8	14,2	(7,7)
Total - MES	621,1	586,3	634,7	48,4	13,6

8 Le Distributeur souligne qu'il réalise une multitude de petits projets qui ne
9 peuvent être traités de façon spécifique et dont la réalisation s'effectue sur un
10 horizon de court terme. La planification de leur mise en service s'effectue
11 également sur une courte période. Elle est basée sur les investissements de
12 l'année courante et de l'année précédente. Le Distributeur précise qu'environ

1 **80 % des mises en service qu'il réalise concernent les investissements**
2 **inférieurs à 10 M\$¹⁶. Néanmoins, le Distributeur apporte les précisions**
3 **suivantes :**

4 • **Projets supérieurs à 10 M\$**

5 Les mises en service sont spécifiques à chaque projet et non
6 récurrentes. Elles s'effectuent de manière ponctuelle, à une date
7 donnée, ce qui entraîne des écarts d'une année à l'autre.

8 • **Bâtiments**

9 Le niveau de mises en service des bâtiments est principalement lié
10 aux investissements de l'année correspondante, qui sont de 19,9 M\$,
11 30,0 M\$ et 30,8 M\$ respectivement sur la période considérée¹⁷.

12 • **Matériel roulant**

13 Le niveau de mises en service du matériel roulant est lié aux
14 investissements de l'année courante et de l'année précédente, qui ont
15 totalisés 11,8 M\$¹⁸ en 2015 et 29,7 M\$, 36,2 M\$ et 36,6 M\$
16 respectivement sur la période considérée¹⁹. La variation des mises en
17 service entre l'année témoin 2018 et l'année historique 2016 découle
18 du faible niveau d'investissement de l'année 2015.

19 ***Actifs incorporels en exploitation***

20 Généralement, le niveau de mises en service des actifs incorporels en
21 exploitation est lié aux investissements de l'année courante et de l'année
22 précédente. Ces investissements ont totalisés 17,4 M\$²⁰ en 2015 et 23,0 M\$,
23 20,2 M\$ et 34,1 M\$ respectivement sur la période considérée²¹. La variation
24 des mises en service découle de la poursuite de la révision des besoins et du
25 portefeuille de projets relatifs aux TIC, associés notamment au virage relatif
26 aux services à la clientèle.

27 ***Autres actifs***

28 Le tableau R-37.1-C présente les écarts des Autres actifs mis en service pour
29 la période 2016 à 2018.

¹⁶ En excluant le projet Lecture à distance.

¹⁷ Voir la pièce HQD-9, document 5 (B-0037), tableau 6 (page 10) pour les données et page 12 pour les explications relatives au niveau d'investissement.

¹⁸ Voir la pièce HQD-9, document 5 (B-0039) du dossier R-3980-2016, tableau 6 (page 10).

¹⁹ Voir la pièce HQD-9, document 5 (B-0037), tableau 6 (page 10) pour les données et page 12 pour les explications relatives au niveau d'investissement.

²⁰ Voir la pièce HQD-9, document 2 (B-0036) du dossier R-3980-2016, tableau 1 (page 6).

²¹ Voir la pièce HQD-9, document 2 (B-0034), tableau 1 (page 6), tableau 3 (page 8) et la pièce HQD-9, document 2 (B-0036) du dossier R-3980-2016, tableau 3 (page 8).

**TABLEAU R-37.1-C :
AUTRES ACTIFS MIS EN SERVICE EN 2016, 2017 ET 2018 (M\$)**

	Année historique 2016	D-2017-022	Année témoin 2018	Écart entre Année témoin 2018 et	
				D-2017-022	Année historique 2016
Autres actifs					
Interventions, programmes et activités en efficacité énergétique	50,3	85,0	85,0		34,7
Programme Conversion à l'électricité			40,8	40,8	40,8
Contributions à des projets de raccordement	215,5	30,3	159,1	128,8	(56,4)
Projets en croissance du Transporteur	216,6	18,9	98,7	79,8	(117,9)
Troisième appel d'offres éolien A/O 2009-02			54,9	54,9	54,9
Autres contributions	(1,1)	11,4	5,5	(5,9)	6,6
Autres actifs réglementaires	6,2	4,9	2,2	(2,7)	(4,0)
Total - MES	272,0	120,2	287,1	167,0	15,2

1 • **Interventions en efficacité énergétique**

2 La prévision des Interventions en efficacité énergétique repose sur
3 des hypothèses de marché et est fortement influencée par la réponse
4 des clients aux différentes mesures proposées. Le Distributeur
5 effectue la prévision à partir d'hypothèses prudentes mais certains
6 éléments demeurent hors de son contrôle. La pratique réglementaire
7 actuelle prévoit que les investissements annuels soient mis en service
8 en décembre de chaque année.

9 • **Programme Conversion à l'électricité**

10 Le 1^{er} mars 2017, le Distributeur a déposé une demande²² relative au
11 nouveau programme Conversion à l'électricité. Les mises en service
12 s'élèvent à 40,8 M\$ pour l'année témoin 2018.

13 • **Contributions à des projets de raccordement**

14 Les écarts s'expliquent principalement par les éléments suivants :

15 ○ **Projets en croissance du Transporteur**

16 Les mises en service des contributions à des Projets en
17 croissance du Transporteur sont directement liées aux
18 contributions des années concernées. Elles sont spécifiques à
19 chaque projet et sont directement liées aux projets mis en service
20 par le Transporteur au cours de l'année concernée. Elles
21 s'effectuent de manière ponctuelle, à une date donnée, entraînant
22 ainsi des écarts d'une année à l'autre, puisque les projets n'ont
23 aucun lien les uns avec les autres.

²² Dossier R-4000-2017.

- 1 ○ Troisième appel d'offres éolien
- 2 **Les mises en service reliées au troisième appel d'offres sont**
- 3 **prévues à l'année témoin 2018.**

37.2 Veuillez compléter le tableau 5, en fournissant les composantes de la charge d'amortissement de l'année historique 2016 et celles reconnues en 2017.

Réponse :

- 4 **Le tableau R-37.2 présente les composantes de la charge d'amortissement**
- 5 **pour la période 2016 à 2018.**

**TABLEAU R-37.2 :
COMPOSANTE DE LA CHARGE D'AMORTISSEMENT (M\$)**

	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-022	Année de base	
Amortissement provenant des immobilisations en exploitation				
- de l'année 2016	762,6			
- au 31 décembre 2015		694,1		
- au 31 décembre 2016			736,2	650,5
Amortissement provenant des MES 2016		31,2		
Immobilisations en exploitation		14,0		
Contrat de location-acquisition		0,2		
Actifs incorporels en exploitation		5,3		
Autres actifs		11,7		
<i>Interventions en efficacité énergétique</i>		5,0		
<i>Contributions à des projets de raccordement</i>		1,1		
<i>Autres actifs réglementaires</i>		5,6		
Amortissement provenant des MES 2017		8,0	9,6	36,4
Immobilisations en exploitation		6,7	8,6	23,8
Contrat de location-acquisition		0,3	0,1	0,5
Actifs incorporels en exploitation		1,0	0,9	3,0
Autres actifs				9,1
<i>Interventions en efficacité énergétique</i>				6,5
<i>Programme Conversion à l'électricité</i>				1,0
<i>Contributions à des projets de raccordement</i>				0,1
<i>Autres actifs réglementaires</i>				1,5
Amortissement provenant des MES 2018				8,8
Immobilisations en exploitation				7,6
Contrat de location-acquisition				0,1
Actifs incorporels en exploitation				1,1
Coûts nets liés aux sorties d'actifs	7,9	13,0	13,0	13,0
Total	770,5	746,3	758,9	708,7

1 Les charges d'amortissement réelles d'une année spécifique sont générées
2 par le système comptable. Le Distributeur précise que le système ne permet
3 pas, au prix d'un effort raisonnable, d'isoler la portion de la charge
4 d'amortissement attribuable aux actifs mis en service dans l'année, de celle
5 attribuable aux actifs déjà en service au début de l'année.

6 À des fins de planification, le Distributeur évalue la charge d'amortissement
7 comme suit :

- 8 • en s'appuyant sur une simulation effectuée par le système comptable à
9 partir du registre des immobilisations, pour l'amortissement provenant
10 des immobilisations en exploitation déjà en service à une date
11 historique donnée²³ ;
- 12 • en appliquant un taux d'amortissement à la prévision mensuelle des
13 mises en service (voir la réponse à la question 37.4 pour les taux).

37.3 Veuillez expliquer l'établissement du montant d'« Amortissement provenant des immobilisations en exploitation au 31 décembre 2016 » établi à 736,2 M\$ pour l'année de base 2017 et à 650,5 M\$ pour l'année témoin 2018 (tableau 5). Veuillez expliquer la baisse de 85,7 M\$.

Réponse :

14 La simulation d'amortissement effectuée par le système comptable prend en
15 compte le coût de chaque immobilisation, sa date de mise en service et sa
16 durée de vie utile. Ainsi, la baisse de 85,7 M\$ constatée en 2018 par rapport à
17 l'année de base 2017 s'explique principalement par la fin de la durée de vie
18 utile des actifs suivants :

- 19 • certains actifs liés aux interventions en efficacité énergétique, en
20 décembre 2017 ;
- 21 • le logiciel Système d'information clientèle (SIC), en janvier 2018.

37.4 Veuillez indiquer le taux moyen d'amortissement pour les rubriques suivantes :

- Immobilisation en exploitation;
- Actifs incorporels;
- Interventions en efficacité énergétique;
- Autres actifs.

²³ Simulation effectuée à partir du registre des immobilisations au 31 décembre 2016 pour l'année de base 2017 et l'année témoin 2018 ; Simulation effectuée à partir du registre des immobilisations au 31 décembre 2015 pour l'année reconnue 2017.

Réponse :

1 **Le tableau R-37.4 présente, par rubrique, les taux d’amortissement utilisés à**
 2 **des fins de planification pour estimer la charge d’amortissement des actifs**
 3 **devant être mis en service.**

**TABLEAU R-37.4 :
TAUX D’AMORTISSEMENT**

	Taux moyen (en années)	Durée de vie utile
Immobilisation en exploitation	38	
Actifs incorporels		3, 5 ou 10
Autres actifs		
<i>Interventions en efficacité énergétique</i>		10
<i>Programme Conversion à l'électricité</i>		10
<i>Contributions à des projets de raccordement</i>		
<i>Projets en croissance du Transporteur</i>		50
<i>Frais d'entretien</i>		20-25
<i>Autres contributions</i>		20-75
<i>Autres actifs réglementaires</i>		5

4 **Le Distributeur précise que pour les immobilisations en exploitation, le taux**
 5 **moyen d’amortissement diffère légèrement de la durée de vie moyenne**
 6 **pondérée²⁴. Cette dernière est établie sur l’ensemble des immobilisations du**
 7 **Distributeur. Le taux moyen reflète plutôt les durées de vie qui seront**
 8 **appliquées aux mises en service récentes ou futures, ce qui améliore la**
 9 **précision de la prévision de la charge d’amortissement.**

- 38. Références :** (i) Pièce [B-0031](#), p. 11, tableau 6;
 (ii) Pièce [B-0031](#), p. 9.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 6, le détail des coûts nets liés aux sorties d’actifs par catégories d’actifs sur la période 2016 à 2018.

²⁴ Dossier R-4011-2017, pièce HQD-3, document 2, page 10.

TABLEAU 6 :
DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS (M\$)

	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018
		D-2017-022	Année de base	
Corroborations	1,5	5,0	5,0	6,0
Poteaux	-	-	-	-
Conducteurs	0,2	-	0,5	0,5
Câbles	-	4,0	2,0	3,0
Transformateurs	0,1	-	0,5	0,5
Autres	1,2	1,0	2,0	2,0
Appareils de mesure et autres	6,4	8,0	8,0	7,0
Appareils de mesure	3,3	4,5	4,5	4,5
Revenus provenant de la vente d'actifs	(6,8)	(6,0)	(6,0)	(6,0)
Projets abandonnés et autres	9,9	9,5	9,5	8,5
Total	7,9	13,0	13,0	13,0

(ii) « Coûts nets liés aux sorties d'actifs :

La prévision s'apparente à la moyenne historique des cinq dernières années, excluant le projet LAD. Le Distributeur tient à souligner que depuis 2012, il a revu à la baisse la prévision de ses retraits de 17,8 M\$ (excluant les retraits des actifs incorporels), soit une baisse de 57 % par rapport au montant autorisé de 2012. » [nous soulignons]

Demande :

38.1 Veuillez fournir la moyenne historique des cinq dernières années par catégories d'actifs, excluant le projet LAD, en déposant un tableau selon le même format que celui présenté à la référence (i), sur la période 2012 et 2016. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

1 **Le tableau R-38.1 présente le détail de la moyenne historique des cinq**
2 **dernières années des coûts nets liés aux sorties d'actifs, excluant le**
3 **projet LAD.**

4 **Cette moyenne est de 13,4 M\$, montant qui s'apparente de près à celui**
5 **présenté par le Distributeur pour l'année témoin 2018.**

**TABLEAU R-38.1 :
 DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS (M\$)**

	Année historique					Moyenne historique 5 ans
	2012	2013	2014	2015	2016	
Corroborations	8,4	2,2	4,8	9,4	1,5	5,3
<i>Poteaux</i>	0,4	-	-	-	-	0,1
<i>Conducteurs</i>	-	-	0,2	-	0,2	0,1
<i>Câbles</i>	7,4	2,2	3,3	2,2	-	3,0
<i>Transformateurs</i>	0,5	-	1,3	-	0,1	0,4
<i>Autres</i>	0,1	-	-	7,2	1,2	1,7
Appareils de mesure et autres	22,3	4,1	5,8	1,9	6,4	8,1
<i>Appareils de mesure</i>	2,5	4,6	3,7	3,2	3,3	3,5
<i>Revenus provenant de la vente d'actifs</i>	(9,8)	(8,4)	(7,2)	(5,7)	(6,8)	(7,6)
<i>Projets abandonnés et autres</i>	29,6	7,9	9,3	4,4	9,9	12,2
Total	30,7	6,3	10,6	11,3	7,9	13,4

BASE DE TARIFICATION

39. Référence : Pièce [B-0033](#).

Préambule :

Le Distributeur présente aux tableaux 1 à 8, le détail de la base de tarification pour les années 2016 à 2018.

À partir de ces données, la Régie prépare le tableau suivant :

Base de tarification

(en k\$) (moyenne des 13 soldes)	2016 (réel)	2017 (D-2017-022) ajustée	2017 Année de base	2018 Année témoin	Différence 2018 (D-2017-022)		Différence AB 2017 (D-2017-022)	
Immobilisations en exploitation	9 143 453	9 256 098	9 245 352	9 405 269	149 171	1,6 %	(10 746)	(0,1 %)
Contrat de location-acquisition	34 531	40 193	37 033	44 969	4 776	11,9 %	(3 160)	(7,9 %)
Actifs incorporels en exploitation								
Logiciels	162 392	102 383	93 924	52 314	(50 069)	(48,9 %)	(8 459)	(8,3 %)
Autres actifs incorporels	34 647	35 872	38 454	38 735	2 863	8,0 %	2 582	7,2 %
Total	197 039	138 255	132 378	91 049	(47 206)	34,1 %	(5 877)	(4,3 %)
Autres actifs								
Interventions en efficacité énergétique (anc. PGEÉ)	652 577	584 235	558 028	488 968	(95 267)	(16,3 %)	(26 207)	(4,5 %)
Programmes et activités de TEQ (anc. BEIÉ)	67 974	52 545	52 545	37 115	(15 430)	(29,4 %)	0	0,0 %
Programmes Conversion à l'électricité	0	0	784	12 818	12 818		784	
Contributions à des projets de raccordement	373 241	407 247	411 418	416 216	8 969	2,2 %	4 171	1,0 %
Autres actifs réglementaires	6 846	9 569	7 343	11 353	1 784	18,6 %	(2 226)	(23,3 %)
Remboursement gouvernemental	23 270	23 269	23 269	23 269	0	0,0 %	0	0,0 %
Total	1 123 908	1 076 865	1 053 387	989 739	(87 126)	8,1 %	(23 478)	(2,2 %)
Fonds de roulement								
Encaisse	139 849	105 333	126 979	155 985	50 652	48,1 %	21 646	20,6 %
Matériaux, combustibles et fournitures	132 864	130 998	117 969	123 164	(7 834)	(6,0 %)	(13 029)	(9,9 %)
Total	272 713	236 331	244 948	279 149	42 818	18,1 %	8 617	3,6 %
Total	10 771 644	10 747 742	10 713 098	10 810 175	62 433	0,6 %	(34 644)	(0,3 %)

Source : Pièce B-0033.

Demande :

39.1 Veuillez expliquer les écarts de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu en 2017, pour les rubriques suivantes :

- Immobilisations en exploitation : +149,2 M\$;
- Logiciels : -50,1 M\$;
- Interventions en efficacité énergétique : -95,3 M\$;
- Encaisse réglementaire : +50,7 M\$.

Réponse :

1 Le Distributeur présente les explications d'écarts pour les rubriques
2 Immobilisations en exploitation, Logiciels, Interventions en efficacité
3 énergétique et Encaisse réglementaire.

4 **Immobilisations en exploitation (149,2 M\$)**

5 Le tableau R-39.1-A présente les composantes de l'écart entre l'année témoin
6 2018 et le montant reconnu en 2017 pour les immobilisations en exploitation.
7 La hausse de 149,2 M\$ s'explique principalement par les mises en service
8 (634,7 M\$) et la charge d'amortissement (500,6 M\$) de l'année témoin 2018.

TABLEAU R-39.1-A :
ÉVOLUTION DES IMMOBILISATIONS EN EXPLOITATION (MOYENNE 13 SOLDES)
ANNÉE TÉMOIN 2018 VS MONTANT RECONNU EN 2017 (M\$)

Immobilisations en exploitation	2017						2018						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2017	Mises en service 2017	Amort. 2017	Réglu/ Retraits	Solde au 31/12/2017	Moy. 13 soldes	Mises en service 2018	Amort. 2018	Réglu/ Retraits	Solde au 31/12/2018	Moy. 13 soldes		
Montant reconnu en 2017	9 260,2	586,3	(475,3)	(12,0)	9 359,2	9 256,1						9 256,1	
Année de base 2017 & témoin 2018	9 229,0	659,0	(488,0)	(8,9)	9 391,1	9 245,4	634,7	(500,6)	(12,0)	9 513,2	9 405,3	9 405,3	
Écart	(31,2)	72,7	(12,7)	3,1	31,9	(10,7)	634,7	(500,6)	(12,0)	9 513,2	9 405,3	149,2	

Logiciels (-50,1 M\$)

Le tableau R-39.1-B présente les composantes de l'écart entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu en 2017 pour les logiciels. La baisse de 50,1 M\$ s'explique principalement par la réduction de la charge d'amortissement de l'année témoin 2018. En effet, le logiciel Système d'information clientèle (SIC) atteindra sa fin de durée de vie utile en janvier 2018.

TABLEAU R-39.1-B :
ÉVOLUTION DES LOGICIELS (MOYENNE 13 SOLDES)
ANNÉE TÉMOIN 2018 VS MONTANT RECONNU EN 2017 (M\$)

Logiciels	2017						2018						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2017	Mises en service 2017	Amort. 2017	Réglu/ Retraits	Solde au 31/12/2017	Moy. 13 soldes	Mises en service 2018	Amort. 2018	Réglu/ Retraits	Solde au 31/12/2018	Moy. 13 soldes		
Montant reconnu en 2017	140,4	14,4	(84,1)	-	70,7	102,4						102,4	
Année de base 2017 & témoin 2018	132,4	13,2	(84,0)	0,0	61,6	93,9	41,3	(30,1)	-	72,8	52,3	52,3	
Écart	(7,9)	(1,2)	0,1	0,0	(9,0)	(8,5)	41,3	(30,1)	-	72,8	52,3	(50,1)	

Interventions en efficacité énergétique (-95,3 M\$)

Le tableau R-39.1-C présente les composantes de l'écart entre l'année témoin 2018 et le montant reconnu en 2017 pour les interventions en efficacité énergétique.

TABLEAU R-39.1-C :
ÉVOLUTION DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (MOYENNE 13 SOLDES)
ANNÉE TÉMOIN 2018 VS MONTANT RECONNU EN 2017 (M\$)

Interventions en efficacité énergétique	2017						2018						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2017	Mises en service 2017	Amort. 2017	Réglu/ Retraits	Solde au 31/12/2017	Moy. 13 soldes	Mises en service 2018	Amort. 2018	Réglu/ Retraits	Solde au 31/12/2018	Moy. 13 soldes		
Montant reconnu en 2017	648,2	85,0	(141,0)	-	592,2	584,2						584,2	
Année de base 2017 & témoin 2018	623,5	65,0	(141,0)	(0,0)	547,5	558,0	85,0	(130,2)	-	502,3	489,0	489,0	
Écart	(24,7)	(20,0)	(0,0)	(0,0)	(44,7)	(26,2)	85,0	(130,2)	-	502,3	489,0	(95,3)	

La baisse de 95,3 M\$ s'explique par les éléments suivants :

- Écart entre l'année de base 2017 et le montant reconnu 2017 (-26,2 M\$)

1 L'écart s'explique principalement par la baisse de 24,7 M\$ entre le
2 solde d'ouverture de la base de tarification de l'année de base 2017 et
3 celui de l'année reconnue.

- 4 • Composante de l'année témoin (-69,1 M\$)

5 L'écart s'explique principalement par la charge d'amortissement
6 (130,2 M\$) de l'année témoin 2018.

7 **Encaisse réglementaire (50,7 M\$)**

8 L'écart entre l'encaisse réglementaire de l'année témoin 2018 et celle
9 reconnue en 2017 s'explique, d'une part, par la diminution de 18,6 M\$ de la
10 provision pour créances douteuses, qui a entraîné, pour l'année témoin 2018,
11 une hausse équivalente de l'encaisse réglementaire, et, d'autre part, par
12 l'augmentation des délais de perception, qui a engendré un impact à la
13 hausse d'environ 20,0 M\$ du niveau de l'encaisse. Finalement, la hausse, en
14 2018, des divers postes de dépenses, principalement les achats d'électricité et
15 de transport, entraîne une augmentation de l'encaisse réglementaire d'environ
16 15,7 M\$.

40. Références : (i) Pièce [B-0034](#), p. 14, tableau 8;
(ii) Dossier R-4012-2017, pièce [B-0023](#), p.18 à 20.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 8, les moyennes des 13 soldes des bases de tarification des années 2012 à 2017. Voici un extrait :

Base de tarification (moyenne des 13 soldes)

(en M\$)	Réelle	Demandée	Autorisée	Écart
2012	9 895,7	10 063,0	10 063,0	-167,3
2013	10 138,8	10 280,0	10 280,0	-141,2
2014	10 550,5	10 668,5	10 568,5 ²	-18,0
2015	10 590,2	10 688,8	10 688,8	-98,6
2016	10 771,6	10 619,6	10 519,6 ³	+252,0
2017	10 713,1 ¹	10 747,7	10 747,7	-34,6

Note 1 : Année de base 2017 (4 mois réels et 8 mois projetés).

Note 2 : Incluant une réduction de 100 M\$ demandée par la Régie (D-2014-037).

Note 3 : Incluant une réduction de 100 M\$ demandée par la Régie (D-2016-033).

(ii) En 2017, le Transporteur poursuit ces actions et instaure de nouvelles mesures qui contribueront à la réalisation des mises en services et à l'amélioration de la prévision. Il applique « un facteur de glissement » de -20 % pour l'année témoin 2018 comparativement à celui de -29 % pour l'année témoin 2017.

Demandes :

40.1 Veuillez indiquer les mesures du Distributeur pour améliorer la prévision des mises en service et leur date de mise en service.

Réponse :

1 **Le Distributeur présente la base de tarification (moyenne 13 soldes) révisée**
 2 **au tableau R-40.1-A. La colonne « Demandée » a été révisée afin de refléter les**
 3 **montants apparaissant aux demandes d'autorisation du Distributeur pour les**
 4 **années concernées.**

TABLEAU R-40.1-A :
BASE DE TARIFICATION (MOYENNE 13 SOLDES) RÉVISÉE (EN M\$)

ANNÉES	Réelle	Demandée	Autorisée	Écart	
				Autorisée-Réelle en M\$	en %
2012	9 895,7	10 672,4	10 063,0	(167,3)	-1,7%
2013	10 138,8	10 298,4	10 280,0	(141,2)	-1,4%
2014	10 550,5	10 777,6	10 568,5 ²	(18,0)	-0,2%
2015	10 590,2	10 872,0	10 688,8	(98,6)	-0,9%
2016	10 771,6	10 664,0	10 519,6 ³	252,0	2,4%
2017	10 713,1 ¹	10 780,6	10 747,7	(34,6)	-0,3%

¹ Année de base 2017.

² Incluant une réduction de 20 M\$ de l'amortissement et de 100 M\$ de la Base de tarification, tel que demandé par la Régie (D-2014-037).

³ Incluant une réduction de 10 M\$ de l'amortissement et de 100 M\$ de la Base de tarification, tel que demandé par la Régie (D-2016-033).

5 **Le Distributeur précise que les mises en service ne sont qu'une des**
 6 **composantes qui font varier la base de tarification. Le tableau R-40.1-B**
 7 **présente, pour les années 2012 à 2017, les écarts des rubriques de la base de**
 8 **tarification (moyenne 13 soldes) dans lesquelles sont effectuées la plupart**
 9 **des mises en service : Immobilisations en exploitation, Contrat de location-**
 10 **acquisition et Actifs incorporels en exploitation.**

TABLEAU R-40.1-B :
BASE DE TARIFICATION (MOYENNE 13 SOLDES)
IMMOBILISATIONS EN EXPLOITATION, CONTRAT DE LOCATION-ACQUISITION ET
ACTIFS INCORPORELS EN EXPLOITATION (EN M\$)

	Réel	Demandé	Autorisé	Écart			
				Réel vs demandé		Réel vs Autorisé	
				en M\$	en %	en M\$	en %
2012	8 650	8 769	8 769	(118)	-1,3%	(118)	-1,3%
Immobilisations en exploitation	8 294	8 371	8 371	(78)	-0,9%	(78)	-0,9%
Contrat de location-acquisition	32	31	31	0	1,1%	0	1,1%
Actifs incorporels en exploitation	325	366	366	(41)	-11,2%	(41)	-11,2%
2013	8 759	8 879	8 885	(120)	-1,4%	(126)	-1,4%
Immobilisations en exploitation	8 402	8 509	8 514	(106)	-1,3%	(112)	-1,3%
Contrat de location-acquisition	32	32	32	(0)	0,0%	(0)	0,0%
Actifs incorporels en exploitation	324	338	338	(14)	-4,2%	(14)	-4,2%
2014	8 972	9 100	8 983	(129)	-1,4%	(12)	-0,1%
Immobilisations en exploitation	8 645	8 754	8 634	(109)	-1,2%	10	0,1%
Contrat de location-acquisition	33	34	34	(1)	-2,9%	(1)	-2,9%
Actifs incorporels en exploitation	294	313	316	(19)	-5,9%	(21)	-6,7%
2015	9 193	9 290	9 282	(97)	-1,0%	(89)	-1,0%
Immobilisations en exploitation	8 913	8 959	8 959	(46)	-0,5%	(47)	-0,5%
Contrat de location-acquisition	33	35	35	(1)	-3,8%	(1)	-3,8%
Actifs incorporels en exploitation	247	297	288	(50)	-16,7%	(41)	-14,1%
2016	9 375	9 339	9 282	36	0,4%	93	1,0%
Immobilisations en exploitation	9 143	9 084	9 044	60	0,7%	100	1,1%
Contrat de location-acquisition	35	41	41	(6)	-15,0%	(6)	-15,4%
Actifs incorporels en exploitation	197	215	197	(18)	-8,4%	0	0,1%
2017¹	9 415	9 428	9 435	(14)	-0,1%	(20)	-0,2%
Immobilisations en exploitation	9 245	9 251	9 256	(5)	-0,1%	(11)	-0,1%
Contrat de location-acquisition	37	40	40	(3)	-7,9%	(3)	-7,9%
Actifs incorporels en exploitation	132	138	138	(5)	-3,7%	(6)	-4,3%

Notes:

¹ Pour 2017, les montants de l'année de base sont présentés dans la colonne "réel".

1 **Le tableau R-40.1-B montre que le Distributeur a amélioré les prévisions de**
2 **misés en service, ces prévisions découlant de celles des investissements.**

3 **En effet, l'écart entre le montant demandé et le montant réel est passé**
4 **de -1,3 % en 2012 à 0,4 % en 2016. Pour 2017, le Distributeur prévoit un écart**
5 **de -0,1 %.**

6 **Les améliorations apportées par le Distributeur touchent principalement les**
7 **Immobilisations en exploitation. En effet, le niveau d'investissement à impact**

1 main-d'œuvre a été corrigé en 2015 grâce au rétablissement du niveau des
2 heures disponibles à la réalisation des travaux²⁵. De plus, de 2012 à 2014, le
3 Distributeur a fait face à une réduction importante des effectifs et des
4 prestations de travail portées aux investissements, créant ainsi d'importants
5 écarts entre le niveau réel des prestations de travail et le montant reconnu.
6 Les mises en service en ont été affectées et la correction apportée en 2015 a
7 permis de rétablir le niveau de mises en service attendu.

8 Par ailleurs, l'écart entre le montant autorisé et le montant réel en 2016 est de
9 93 M\$. N'eut été de la coupure imposée par la Régie, l'écart entre le montant
10 demandé par le Distributeur et le montant réel diminuerait à 36 M\$.

11 Le Distributeur tient à rappeler que, contrairement au Transporteur, dont les
12 projets sont généralement des projets majeurs s'échelonnant sur plusieurs
13 années, il réalise une multitude de petits projets qui ne peuvent être traités
14 spécifiquement et dont la réalisation s'effectue sur un horizon de court terme.
15 De plus, la planification de leur mise en service s'effectue également sur une
16 courte période et est basée sur les investissements de l'année courante et de
17 l'année précédente. Comme mentionné en réponse à la question 37.1, 80 %²⁶
18 des mises en service réalisées par le Distributeur concernent les
19 investissements inférieurs à 10 M\$. Ces mises en service s'effectuent
20 généralement dans l'année courante ou dans l'année suivant le début des
21 travaux.

22 Le Distributeur considère que le recours à un facteur de glissement, comme
23 invoqué au préambule (ii), aurait comme conséquence de repousser les mises
24 en service sur un horizon plus long que la période réelle de mises en service
25 et ne serait pas représentatif du cycle normal de la majorité de ses projets.
26 Dans ce contexte, le Distributeur est d'avis que l'application d'un facteur de
27 glissement n'améliorerait pas la prévision de ses mises en service.

28 Par ailleurs, le Distributeur tient à souligner qu'un facteur de glissement ne
29 pourrait s'appliquer à d'autres rubriques de sa base de tarification, dont
30 notamment les Contributions à des projets de raccordement et les
31 Interventions en efficacité énergétique (voir à cet effet la réponse à la
32 question 37.1).

40.2 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur d'introduire « un facteur de glissement », tel qu'appliqué par le Transporteur. Veuillez élaborer.

Réponse :

33 **Voir la réponse à la question 40.1.**

²⁵ Dossier R-3933-2015, pièce HQD-9, document 5 (B-0038), page 9.

²⁶ En excluant le projet Lecture à distance.

COMPTE D'ÉCARTS – ÉVÈNEMENTS IMPRÉVISIBLES EN RÉSEAUX AUTONOMES

41. Référence : Pièce [B-0040](#), p. 18 et 19.

Préambule :

« Le Distributeur ne demande l'intégration d'aucun coût lié au déversement accidentel d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules dans les revenus requis de 2018 considérant qu'il est toujours prématuré d'introduire ce sujet au présent dossier tarifaire.

En effet, le Distributeur juge approprié d'attendre la fin des travaux avant de présenter sa demande de disposition des coûts liés à cet événement. Une fois les travaux complétés, le Distributeur sera en mesure de préciser le montant final lié au déversement accidentel dans le port de Cap-aux-Meules. De plus, le Distributeur n'a toujours déterminé si des recours judiciaires seront intentés contre des tiers pouvant avoir une part de responsabilité.

Le tableau 9 présente l'évolution du compte d'écart relatif aux événements imprévisibles en réseaux autonomes. À ce jour, les coûts totaux liés au déversement d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules sont estimés à 32,1 M\$ auxquels s'ajoutent des intérêts de 1,0 M\$. Par conséquent, le solde du compte d'écart totalise 23,3 M\$, net du montant de 9,8 M\$ refusé par la Régie. » [nous soulignons]

Demandes :

41.1 La Régie note au tableau 9, aucune charge d'exploitation inscrite dans le compte d'écart pour les années 2017 et 2018. Veuillez indiquer vers quelle date le Distributeur prévoit compléter les travaux. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 **En 2014, 2015 et 2016, le Distributeur a pris une provision pour passif**
2 **environnemental au compte d'écart – Événements imprévisibles, en fonction**
3 **de l'estimation des coûts totaux des travaux à effectuer. La provision pour**
4 **passif environnemental est renversée à l'encontre des charges d'exploitation,**
5 **au fur et à mesure que les coûts réels sont encourus.**

6 **Le Distributeur prévoit compléter les travaux de décontamination d'ici la fin de**
7 **l'année 2017. Les travaux liés à la remise en état du terrain seront terminés**
8 **d'ici la fin de l'année 2018.**

41.2 Veuillez indiquer vers quelle date le Distributeur prévoit avoir déterminé si des recours judiciaires seront intentés contre des tiers pouvant avoir une part de responsabilité. Veuillez expliquer.

Réponse :

- 1 **Une fois que l'ensemble des travaux de décontamination et de remise en état**
2 **seront terminés, le Distributeur pourra avoir le portrait global de la situation,**
3 **ce qui lui permettra d'évaluer toutes les options qui s'offrent à lui. Le tout**
4 **devrait être déterminé au plus tard en 2018.**

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

- 42. Références :** (i) Pièce [B-0041](#), pages 6 à 14;
(ii) Pièce [B-0041](#), p.23;
(iii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-7, doc.3](#), p.8;
(iv) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0116](#), p.30;
(v) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p.92;
(vi) Décision [D-2014-037](#), pages 129-230.

Préambule :

- (i) Tableau 1 : Résultats anticipés pour 2017

**TABLEAU 1 :
RÉSULTATS ANTICIPÉS POUR 2017⁽¹⁾**

Programmes et activités du Distributeur	D-2017-022		Résultats anticipés		Écart	
	Budget TOTAL	Économies d'énergie/ Puissance	Budget TOTAL	Économies d'énergie/ Puissance	Budget TOTAL	Économies d'énergie/ Puissance
	(M\$)	(GWh)	(M\$)	(GWh)	(M\$)	(GWh)
Efficacité énergétique						
Marché Résidentiel	17	138	18	138	1	-
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	22	151	23	143	1	(9)
Marché Affaires - Industriel	18	135	15	144	(3)	9
Réseaux autonomes	9	8	9	8	0	-
Innovations technologiques et commerciales	8	1	7	1	(1)	-
Activités communes	6	-	5	-	(0)	-
Total - Efficacité énergétique - M\$ et GWh	80	433	78	433	(2)	(0)
Gestion de la demande en puissance						
	(M\$)	(MW)	(M\$)	(MW)	(M\$)	(MW)
Marché Résidentiel	25	86	6	16	(19)	(70)
Marché Affaires	1	185	1	238	0	73
Total - Gestion de la demande en puissance - M\$ et MW²	25	251³	7	253	(18)	3
TOTAL - Interventions du Distributeur - M\$	105		85		(20)	

Tableau 2 : Répartition du budget 2018

**TABLEAU 2 :
RÉPARTITION DU BUDGET 2018**

	M \$
Marché Résidentiel	18
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	24
Marché Affaires - Industriel	17
Gestion de la demande en puissance	27
Réseaux autonomes	9
Innovations technologiques et commerciales	8
Activités communes	7
	110

Tableau 3 : Budgets et objectifs 2018 – Marché résidentiel

TABLEAU 3 :
BUDGETS ET OBJECTIFS 2018 – MARCHÉ RÉSIDENTIEL

	2018	
	M \$	GWh
Marché Résidentiel		
Initiatives Mieux consommer	18	153
Offre Ménages à faible revenu	8	5
	25	158

Tableau 4 : Budgets et objectifs 2018 – Marchés Affaires

TABLEAU 4 :
BUDGETS ET OBJECTIFS 2018 – MARCHÉ AFFAIRES

	2018	
	M \$	GWh
Marché Affaires		
Commercial et institutionnel	24	154
OIEEB	21	142
Produits efficaces	3	12
Industriel	17	139
OIEESI - Petites et moyennes entreprises	9	53
OIEESI - Grandes industries	8	86
	41	293

Aux pages 11 à 13, le Distributeur présente ses activités en Gestion de la demande de puissance (GDP).

Aux pages 13 et 14, le Distributeur présente les activités du LTÉ en efficacité énergétique pour un total de 8 M\$ sous la rubrique « Innovations technologiques et commerciales ». Il mentionne notamment des projets-pilotes de charges interruptibles.

(ii) Tableau A-1 Budgets annuels en M\$ des interventions en efficacité énergétique

BUDGETS ANNUELS (M\$)⁽¹⁾

Programmes et activités du Distributeur	Budget Investissements		Budget Charges		Budget Total	
	2017A	2018	2017A	2018	2017A	2018
Efficacité énergétique						
Marché Résidentiel						
Initiatives Mieux Consommer	5	5	6	6	11	10
Offre Ménages à faible revenu	7	7	0	0	7	8
Sous-total marché Résidentiel	12	12	6	6	18	18

(iii) En page 8, on peut lire « Éclairage Résidentiel (+51 GWh) : Le Distributeur a comptabilisé des économies reliées à la transformation du marché de l'éclairage efficace au Québec comme en 2015. Par ailleurs, aucune campagne promotionnelle n'a été déployée en 2016, d'où des charges moindres que prévu (-1 M\$); ». [nous soulignons]

En page 9, on peut lire « Innovation technologiques et commerciales (-1 M\$) : Moins de projets de recherche ont été réalisés et aucun projet n'a reçu un appui financier en 2016, d'où des coûts moindres que prévu ; ».

(iv) « Les activités communes couvrent toutes les activités qui permettent au Distributeur de positionner et de concevoir le portefeuille d'interventions, d'en assurer le suivi et l'évaluation, ainsi que de déployer les activités de commercialisation destinées à l'ensemble de la clientèle, sans attribution spécifique à un programme (promotion générale de l'efficacité énergétique, présence dans les kiosques, forums, comités et associations, par exemple).

Les activités d'évaluation se poursuivent avec le programme Sensibilisation intégrée, les initiatives destinées aux bâtiments et le programme piscines, entre autres. Le Distributeur se penche aussi sur l'évaluation de l'influence de ses programmes sur la transformation du marché de certains produits²⁷. » [nous soulignons]

TABLEAU R-39.7 :
BUDGET ACTIVITÉS COMMUNES (M\$)

	2017
Activités communes	
Planification et conception	2
Évaluation	2
Suivi	0
Commercialisation	2
Frais d'emprunt capitalisés	2
Total	8

(v) Dans la ventilation du budget 2017 réclamé pour la gestion des charges interruptibles entre les applications *Chauffe-eau* et *Chauffage central résidentiel*, le Distributeur indique :

« Le budget de 26 M\$ inclut une somme de l'ordre de 24 M\$ pour le programme *Charges interruptibles résidentielles* en 2017. Le budget inclut également les sommes prévues pour les projets pilotes de biénergie interruptible et de charges interruptibles sur des systèmes de chauffage centraux. »

(vi) La Régie écrit, à propos des activités liées aux innovation technologiques et commerciales : « [486] La Régie réitère que ces activités représentent une plateforme d'échange pour le développement de nouvelles idées et que le Distributeur dispose de suffisamment de flexibilité à l'intérieur du PGEÉ pour consacrer plus de ressources aux programmes *IDÉE* et *PISTE* si des idées jugées prometteuses ou si la manière de les déployer devaient être évaluées en conditions réelles. »

Demandes :

42.1 Veuillez clarifier si le budget consacré au marché résidentiel est de 18 M\$, tel qu'il apparaît en référence (ii) et aux tableaux 1 et 2 de la référence (i) ou de 25 M\$, tel qu'il apparaît au tableau 3 de la référence (i).

²⁷ Pièce [B-0072](#), p.92

Réponse :

- 1 **Le tableau R-42.1 présente une version révisée du tableau 3 de la pièce**
 2 **HQD-10, document 1 (B-0041).**

TABLEAU R-42.1 :
BUDGETS ET OBJECTIFS 2018 – MARCHÉ RÉSIDENTIEL

	2018	
	M \$	GWh
Marché Résidentiel		
Initiatives Mieux consommer	10	148
Offre Ménages à faible revenu	8	5
	18	153

- 42.2 Veuillez valider la compréhension de la Régie que le budget de 18 M\$ consacré au *Initiatives Mieux consommer* marché résidentiel est entièrement consacré à des activités de promotion et/ou de sensibilisation.

Réponse :

- 3 **Comme le précise le tableau R-42.1 à la réponse à la question 42.1, le budget**
 4 **consacré aux *Initiatives Mieux consommer* est de 10 M\$. Ce budget est réparti**
 5 **en initiatives de sensibilisation et en promotion de produits spécifiques. Le**
 6 **tableau 42.2 présente la répartition du budget consacré aux *Initiatives Mieux***
 7 ***consommer*.**

TABLEAU 42.2 :
BUDGETS ET IMPACTS ÉNERGÉTIQUES
DES *INITIATIVES MIEUX CONSOMMER* AU MARCHÉ RÉSIDENTIEL (M\$ ET GWH)

	2018	
	M \$	GWh
Initiatives Mieux consommer		
Sensibilisation intégrée, DRMC et Comparez-vous	6	90
Promotion produits Mieux consommer		
Éclairage efficace	1	-
Offre intégrée piscines	1	43
Produits économiseurs d'eau	2	14
Soutien aux projets DUD	1	2
	10	148

(1) Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

42.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur établit que l'impact du budget de 18 M\$ présenté au tableau 3 est de 153 GWh. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur les méthodes de suivi interne de telles activités par le Distributeur par rapport à celui de programmes de déploiement de produits, projets ou interventions auprès de clients.

Réponse :

1 L'impact énergétique de 153 GWh a été établi sur la base d'études de suivi
2 réalisées par le Distributeur, notamment dans le cas des programmes
3 *Sensibilisation intégrée* et *Piscines efficaces* qui représentent l'essentiel des
4 économies en 2018. Les résultats de ces études s'appuient sur des sondages
5 réalisés auprès des ménages et, dans certains cas, sur des entrevues en
6 profondeur auprès de certains intervenants sur le marché (fabricants,
7 détaillants, etc.). Globalement, les méthodes utilisées pour mesurer l'impact
8 des programmes de sensibilisation et de promotion, ne diffèrent pas
9 réellement de celles utilisées pour des programmes de déploiement de
10 produits, projets ou interventions auprès des clients.

42.4 Veuillez indiquer quelle part des budgets de 24 M\$ pour le Marché Commercial/institutionnel et de 17 M\$ pour le Marché industriel, tels qu'ils apparaissent au tableau 4 de la référence (i), est consacrée à des activités de promotion/sensibilisation.

Réponse :

11 Les budgets consacrés à des activités de promotion et de sensibilisation sont
12 respectivement de 230 k\$ pour le marché Commercial et institutionnel et de
13 750 k\$ pour le marché Industriel.

42.5 Veuillez présenter le programme *Sensibilisation intégrée* dont il est fait mention en référence (iv), en indiquer les coûts pour 2018, et préciser de quel budget ils font partie.

Réponse :

14 Le budget de la *Sensibilisation intégrée* pour l'année 2018 est de 4 M\$ et ce
15 montant est intégré au montant de 6 M\$ de la ligne « Sensibilisation, DRMC et
16 Comparez-vous » présentée au tableau de la question 42.2.

17 Tel qu'indiqué par le Distributeur en réponse à la question 39.1 de la demande
18 de renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072)
19 du dossier R-3980-2016, la *Sensibilisation Mieux Consommer* et la
20 *Sensibilisation intégrée* réfèrent à des stratégies promotionnelles destinées
21 uniquement aux clients afin de les inciter à modifier un comportement ou faire
22 l'acquisition de produits écoénergétiques.

42.6 Veuillez indiquer la méthode pour calculer les impacts des activités de « *Sensibilisation intégrée* » et pour en faire le suivi. Veuillez notamment expliquer comment le Distributeur distingue ces impacts de ceux des autres activités de sensibilisation plus spécifiques.

Réponse :

1 **Les impacts énergétiques des activités de sensibilisation sont obtenus en**
2 **multipliant le taux d'influence du Distributeur sur le taux d'adoption d'une**
3 **mesure ou d'un comportement (sur une base annuelle) avec le gain unitaire**
4 **moyen.**

5 **De plus, pour éviter tout double comptage, plusieurs produits ont été exclus**
6 **dans le calcul des économies du programme *Sensibilisation intégrée*, à**
7 **savoir :**

- 8 • **Éclairage efficace (LFC et DEL) dont les économies sont**
9 **comptabilisées dans la transformation de marché ;**
- 10 • **Produits pour piscines efficaces et Pommes de douche à débit réduit**
11 **(WaterSense®), lesquelles seront comptabilisées dans ces initiatives.**

12 **Par ailleurs, un facteur de correction a été appliqué pour diminuer les**
13 **économies attribuables au programme *Sensibilisation intégrée* pour tenir**
14 **compte du fait que le *Diagnostic résidentiel Mieux consommer* (DRMC) et le**
15 ***Comparez-vous* (CV) font aussi la promotion de plusieurs produits et**
16 **comportements que l'on retrouve dans les campagnes *Sensibilisation***
17 ***intégrée*.**

42.7 Veuillez discuter de la durée de l'influence du Distributeur sur la transformation de marché suite à ses interventions de promotion et comment elle est évaluée. À titre illustratif, veuillez indiquer quel serait l'impact sur les résultats du PGEÉ 2018, si aucune campagne promotionnelle n'était entreprise en 2018.

Réponse :

18 **Les études pour évaluer la transformation de marché dont dispose le**
19 **Distributeur portent sur certains produits efficaces, lesquels ont toujours fait**
20 **l'objet précédemment d'une aide financière dans le cadre de programmes**
21 **spécifiques.**

22 **Par ailleurs, le Distributeur rappelle respectueusement que, même si une**
23 **transformation de marché est fortement avancée, comme par exemple dans le**
24 **cas de l'éclairage efficace au marché résidentiel, les évaluateurs**
25 **recommandent fortement de poursuivre les efforts de promotion et de**
26 **sensibilisation. C'est un moyen flexible et peu coûteux pour d'une part,**
27 **maintenir les économies d'énergie sur quelques années et d'autre part,**
28 **achever la transformation du marché.**

1 **Dans le cas des programmes de promotion ou de sensibilisation, le**
2 **Distributeur soutient que les budgets alloués à ces interventions sont**
3 **essentiels à l'atteinte des économies prévues. Une réduction complète ou**
4 **partielle de ces budgets, empêcherait le Distributeur de se comptabiliser des**
5 **économies puisqu'aucune étude de transformation du marché ne peut être**
6 **réalisée pour des programmes de promotion ou de sensibilisation.**

42.8 Veuillez évaluer l'impact en GWh et en MW du PGEÉ si le budget consacré aux activités de promotion et de sensibilisation était réduit l'an prochain respectivement de 25 % et de 50 %.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 42.7.**

42.9 Veuillez élaborer sur le statut des programmes PISTE et IDÉE en 2017 et pour 2018.

Réponse :

8 **Comme le mentionnait le Distributeur dans le cadre du dossier R-3933-2015²⁸,**
9 **les activités IDÉE, PISTE et le volet *Démonstration technologique* du**
10 **programme *Systèmes industriels* sont désormais intégrées à l'initiative**
11 ***Démonstration technologique et commerciale.***

43. Références : (i) Pièce [B-0041](#), p.13;
(ii) Pièce [B-0022](#), p.10;
(iii) Pièce [B-0041](#), pages 28 et 30.

Préambule :

(i) « Lancé en avril 2016, le programme GDP Affaires s'est avéré un vif succès auprès des clients de ce segment. La participation des agrégateurs au programme a permis d'inscrire de plus petits bâtiments parmi les projets. L'objectif global de 70 MW à l'hiver 2016-2017 a été largement dépassé, avec des résultats de l'ordre de 183 MW.

Le Distributeur prévoit dépasser son objectif de 150 MW pour l'hiver 2017-2018 avec un résultat anticipé de 230 MW. Le Distributeur anticipe une participation accrue des agrégateurs à l'hiver 2017-2018.

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

(ii)

²⁸ R-3933-2015, pièce HQD-10, document 1 (B-0042), pages 19 et 20.

**TABLEAU 6 :
 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2016			2017			2018		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	14,7	1 469,0	99,7	15,4	1 558,1	101,4	16,9	1 738,2	103,1
COURT TERME	0,1	48,4	s.o.	0,0	41,5	s.o.	0,0	38,2	s.o.
Achats d'énergie ⁽¹⁾ (2)	0,1	11,3	91,4	0,0	0,3	49,9	0,0	0,7	67,0
<i>dont entente cadre</i>	0,0	0,0	300,0	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	37,1	s.o.	s.o.	41,2	s.o.	s.o.	37,5	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	14,0	s.o.	s.o.	12,7	s.o.	s.o.	13,0	s.o.
<i>dont nouvelles interventions en GDP</i>	s.o.	4,1	s.o.	s.o.	15,2	s.o.	s.o.	18,5	s.o.
TOTAL	14,9	1 517,4	102,1	15,4	1 599,5	104,1	16,9	1 776,4	105,3

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(2) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique et l'année de base

(iii)

TABLEAU C-1 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
(M\$ ACTUALISÉS DE 2018)

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel			
Initiatives Mieux consommer	69	122	(34)
Offre Ménages à faible revenu	(2)	6	(7)
Sous-total Marché résidentiel	68	128	(42)
Marché Affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces agricoles	(0)	8	(6)
OIEÉB	119	164	(19)
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	119	172	(25)
Marché Affaires - Industriel			
OIEÉSI	73	87	1
Petites et moyennes industries	29	44	(8)
Grandes industries	44	43	8
Sous-total Secteur industriel	73	87	1
Réseaux autonomes	32	8	19
Innovations technologiques et commerciales	(8)	0	(8)
Gestion de la demande en puissance	61	22	38
Activités communes	(6)	-	(6)
TOTAL - Interventions du Distributeur	338	417	(23)

TABLEAU C-3 :
ANALYSES ÉCONOMIQUES
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE
(\$/KW-HIVER ACTUALISÉS DE 2018)
(ANNUITÉ CROISSANTE EN 2018)

	TCTR	TP	TNT
Chauffe-eau à trois éléments	115	0	115
Charges interruptibles - Bâtiments CI	177	67	110
TOTAL - Interventions du Distributeur	173	62	110

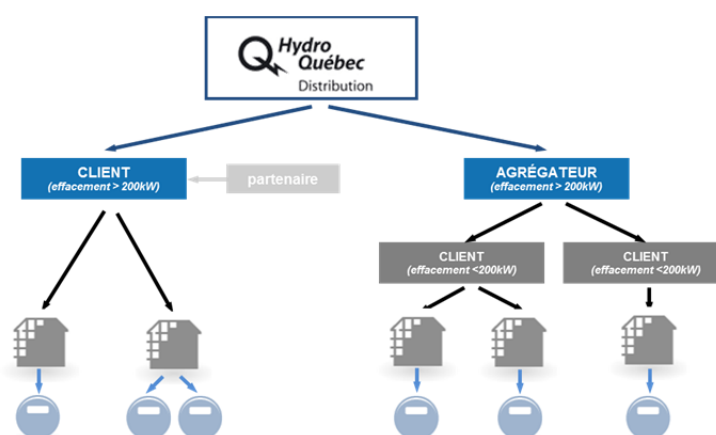
Demandes :

43.1 Veuillez expliquer le rôle des agrégateurs dans le programme GDP Affaires et l'illustrer par des exemples.

Réponse :

1 L'agrégateur regroupe principalement des clients dont l'effacement ne
2 respecte pas le seuil d'admissibilité au programme s'ils se présentent
3 individuellement. La figure R-43.1 illustre la participation des clients et des
4 agrégateurs au programme *GDP Affaires*. La participation d'agrégateurs
5 permet à un plus grand nombre de clients de participer au programme. Elle
6 est également très efficace pour le Distributeur sur le plan de l'exploitation.

FIGURE R-43.1 :
GDP AFFAIRES – CLIENTS VS AGRÉGATEURS



43.2 Veuillez fournir l'intégralité des coûts du programme GDP Affaires, incluant ceux considérés comme des coûts d'approvisionnement.

Réponse :

7 Les budgets inscrits au tableau A-1 de la pièce HQD-10, document 1 (B-0041)
8 représentent les investissements du Distributeur pour ce programme,
9 lesquels sont entièrement constitués de ressources internes. Les aides
10 financières allouées aux participants et imputées aux charges
11 d'approvisionnement figurent au tableau 6 de la pièce HQD-6, document 1
12 (B-0022) (référence (ii)). Le Distributeur précise que les aides financières du
13 programme *GDP Affaires* imputées aux approvisionnements pour une année
14 donnée se composent des trois quarts des aides d'un hiver et du quart des
15 aides de l'hiver suivant, comme décrit en réponse à la question 12.2 de la
16 demande de renseignement n° 1 de la FCEI à la pièce HQD-16, document 6.1
17 (B-0081) du dossier R-3980-2016.

43.3 La gestion de la demande de puissance faisant partie des interventions en efficacité énergétique, veuillez élaborer sur la possibilité de présenter un portrait global des

coûts totaux de toutes les interventions en efficacité énergétique, incluant ceux qui sont actuellement présentés dans la section *Approvisionnements en électricité*, comme par exemple au Tableau 6 de la pièce [B-0022](#), p.10.

Réponse :

1 **Comme le précisait le Distributeur au dossier R-3933-2015²⁹, à l'instar des**
2 **compensations allouées aux clients inscrits aux options d'électricité**
3 **interruptible, les aides financières des clients participant aux interventions en**
4 **gestion de la demande en puissance constituent des coûts**
5 **d'approvisionnement et doivent être présentées comme tels dans la demande**
6 **tarifaire. Le Distributeur précise que l'impact des coûts d'approvisionnement**
7 **est pris en compte dans les analyses économiques des interventions en**
8 **gestion de la demande en puissance, lesquelles sont présentées dans la pièce**
9 **relative aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur.**

43.4 Veuillez fournir séparément les objectifs, les coûts totaux et les impacts en MW du programme GDP Affaires selon que les participants au programme de conversion à l'électricité (dossier R-4000-2017) sont inclus ou non.

Réponse :

10 **Le tableau R-43.4 présente l'information demandée.**

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

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

	Budgets (M\$)	
	2017A	2018
Efficacité énergétique ⁽¹⁾	1	1
Approvisionnements ⁽²⁾	15	17
TOTAL	16	18

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

²⁹ Voir la note 14 à la page 16 de la pièce HQD-10, document 1 (B-0042).

43.5 Veuillez préciser si le programme GDP Affaires est offert aux clients des redistributeurs d'électricité. Si oui veuillez élaborer, fournir les détails sur les mécanismes de contrôle et d'opération du programme pour cette clientèle et fournir le TNT du programme pour cette clientèle qui est indirectement facturée au tarif LG pour le Distributeur.

Réponse :

1 **Comme stipulé aux conditions générales d'admissibilité énoncées dans le**
2 **Guide du participant du programme GDP Affaires, les clients des réseaux**
3 **municipaux ou coopératifs ne sont pas admissibles au programme.**

43.6 De façon plus générale, veuillez dresser un portrait et justifier l'ensemble de l'offre du Distributeur d'interventions en efficacité énergétique auprès des clients des redistributeurs d'électricité.

Réponse :

4 **Les clients des réseaux municipaux et coopératifs sont admissibles aux**
5 **programmes d'économie d'énergie du Distributeur visant les marchés**
6 **Résidentiel et Affaires, mais ne sont toutefois pas admissibles aux**
7 **programmes de gestion de la demande en puissance du Distributeur.**

44. **Référence :** Pièce [B-0041](#), p.13.

Préambule :

Projet de démonstration technologique et commerciale de biénergie au gaz avec thermopompe pour la nouvelle construction

Demandes :

44.1 Veuillez préciser le budget consacré à ce projet.

Réponse :

8 **Le budget d'innovation technologique consacré au projet est de près de**
9 **260 k\$, auquel s'ajoutent des prestations internes pour le suivi.**

44.2 Veuillez préciser si le projet utilise du gaz propane, du gaz naturel et/ou les deux.

Réponse :

10 **Le projet utilise du gaz naturel.**

44.3 Dans le cas du gaz naturel, veuillez justifier ce projet considérant que le gaz naturel sera utilisé uniquement pendant les périodes de grand froid, donc en coïncidence avec la pointe du réseau de distribution de gaz naturel, et qu'un tarif dissuasif à cet effet est prévu dans les tarifs de gaz naturel.

Réponse :

1 **Il s'agit d'une installation de chauffage biénergie avec thermopompe. La**
2 **consommation de gaz naturel n'est donc pas uniquement coïncidente à la**
3 **pointe, mais couvre une plage de températures plus large. Il s'agit d'un projet**
4 **de démonstration commerciale dont l'objectif est d'évaluer l'intérêt des**
5 **promoteurs à promouvoir ce type de systèmes et la réponse des clients à une**
6 **telle offre.**

45. **Référence :** Pièce [B-0041](#), p.12.

Préambule :

« Le Distributeur a réalisé un projet pilote de biénergie interruptible au cours de l'hiver 2016-2017. Un volet d'effacement volontaire a aussi été testé dans le cadre de ce projet pilote. (...)

Projet pilote biénergie interruptible

Le projet de biénergie interruptible a permis de démontrer la faisabilité technique de télécommander des systèmes de chauffage biénergie. L'effacement moyen évalué chez les participants se situait entre 5,4 kW et 6,7 kW selon le type de système. Comme anticipé, l'effacement observé dans le cadre du projet est similaire à celui estimé pour le tarif DT. Le Distributeur poursuit ce projet afin de couvrir un cycle annuel de facturation.

Deux sondages sont prévus à l'automne 2017 concernant la biénergie. Un premier sera réalisé auprès des participants au projet pilote. Le second vise les autres clients biénergie afin d'évaluer leur intérêt pour une offre commerciale de biénergie interruptible et leur satisfaction à l'égard du tarif. Ces deux sondages visent à identifier les conditions nécessaires afin de minimiser l'effritement du parc biénergie du Distributeur. »

Demandes :

45.1 Veuillez déposer les résultats préliminaires du projet-pilote de bi-énergie pour l'hiver 2016-2017.

Réponse :

7 **Les sondages n'étant pas encore réalisés, le Distributeur n'est pas en mesure**
8 **de fournir des résultats préliminaires.**

45.2 Veuillez confirmer que le projet de télécontrôle de la bi-énergie a permis de faire basculer le système de chauffage de l'électricité au combustible à des températures différentes que -12 ou -15°C comme dans la bi-énergie conventionnelle.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

45.3 Veuillez préciser si l'effacement moyen annoncé de 5,4 kW à 6,7 kW est celui constaté au moment de la bascule au chauffage au combustible ou celui estimé à la pointe critique historique de l'hiver 2016-2017 ou celui estimé pour la température minimale normale (préciser s'il s'agit de la température de conception en chauffage). Selon le cas, veuillez élaborer sur la méthode d'estimation de l'effacement de la bi-énergie à la température provoquant la pointe historique du réseau.

Réponse :

2 **L'effacement ne résulte pas de l'une ou l'autre des méthodes citées à la**
3 **question, mais de la moyenne de l'effacement évalué pendant les périodes**
4 **d'interruption ayant eu lieu au cours de la durée du projet pilote. En effet, les**
5 **participants sont des clients DT transférés au tarif D et dont la sonde de**
6 **température était désactivée.**

7 **À l'instar de l'effacement des clients participant au programme *GDP Affaires*,**
8 **les données de consommation en fonction de la température pour la période**
9 **visée, soit l'hiver 2016-2017, ont été extraites des systèmes, et ce, pour**
10 **chaque participant. Ceci a permis d'évaluer la consommation des clients à**
11 **diverses températures.**

45.4 Selon vos réponses aux deux questions précédentes, veuillez confirmer que le projet pilote a permis de valider par des mesures réelles la méthode d'estimation de l'effacement de la bi-énergie à la pointe critique du réseau. Veuillez élaborer.

Réponse :

12 **Comme mentionné par le Distributeur en réponse à la question 28.3 de la**
13 **demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.3**
14 **(B-0108) dans le dossier R-3980-2016, le projet pilote ne visait pas à valider le**
15 **modèle existant d'estimation de l'effacement des systèmes biénergie mais le**
16 **fonctionnement de la télécommande.**

45.5 Considérant que le volet technique du projet-pilote est terminé, veuillez élaborer sur l'opportunité de pouvoir proposer une nouvelle offre de bi-énergie pour l'hiver 2018-2019.

Réponse :

- 1 L'offre d'une biénergie interruptible devra être analysée à la lumière des
2 résultats des sondages mais également de l'introduction d'options de
3 tarification dynamique.

TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

46. Référence : Pièce [B-0040](#), p. 5.

Préambule :

« Selon la décision D-2015-018, le solde de ces comptes hors base est rémunéré selon les taux suivants, majorés des frais de garantie et d'émission :

- le taux des obligations d'Hydro-Québec 3 ans pour les comptes d'écart dont la période d'amortissement et de recouvrement est de 3 ans et moins ;
- le taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans pour les comptes d'écart dont la période d'amortissement et de recouvrement est de plus de 3 ans. » [nous soulignons] [note de bas de page omise]

Demande :

46.1 Veuillez confirmer la description des taux d'intérêt applicables aux comptes d'écart et de reports présentée en préambule et corriger la description faite aux pièces [B-0002](#), page 3 et [B-0016](#), p. 4.

Réponse :

- 4 Le Distributeur confirme la description apparaissant au préambule et dépose
5 une révision de la page 3 de la demande (B-0002), de la page 3 de la pièce
6 HQD-4, document 1 (B-0014) et de la page 4 de la pièce HQD-4, document 3.1
7 (B-0016).

RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

47. Références : (i) Pièce [B-0045](#), p. 15;
(ii) Pièce [B-0045](#), p. 13;
(iii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0203](#), p. 11;
(iv) Pièce [B-0045](#), p. 18;
(v) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0203](#), p. 16.

Préambules :

(i)

Tableau 8B
Calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement
Année témoin 2018

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 198,2	6 220,5	5 219,1	5 264,4	(13,4)	(14,2)	65 104	65 421
Généraux	3 357,3	3 424,7	4 200,9	4 203,8	(7,7)	(8,4)	50 660	51 320
Tarif G ¹	850,4	843,5	1 017,3	1 006,4	(2,2)	(2,4)	9 810	9 916
Tarif MF	2 030,7	2 060,2	2 665,9	2 664,3	(4,2)	(4,4)	32 114	32 191
Tarif LG ²	476,2	521,1	517,8	533,1	(1,3)	(1,6)	8 736	9 213
Grands industriels	1 148,8	1 177,7	1 305,1	1 261,7	0,1	(0,6)	26 631	25 657
Total	10 704,3	10 822,9	10 725,1	10 729,9	(20,9)	(23,2)	142 396	142 398

Catégories de consommateurs	Écart de coûts			Écart de revenus			Revenu additionnel requis
	Effet volume	Effet prix	Total	Effet volume	Effet prix	Total	
	(I)	(J)	(K)	(L)	(M)	(N)	
Domestiques	30,1	(7,8)	22,3	25,3	19,3	44,6	(22,3)
Généraux	40,1	27,3	67,4	45,6	(43,4)	2,2	65,2
Tarif G	9,2	(16,1)	(6,9)	11,0	(22,0)	(11,0)	4,1
Tarif M	4,8	24,6	29,5	6,4	(8,2)	(1,9)	31,3
Tarif LG	26,0	18,8	44,8	28,2	(13,2)	15,0	29,8
Grands industriels	(42,0)	71,0	28,9	(47,8)	3,6	(44,2)	73,1
Total	28,2	90,5	118,6	23,1	(20,6)	2,5	116,1

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
	(P)	(Q)	(R)	(S)	(T)	(U)
Domestiques	1,1%	5 323,3	85,4	-0,4%	5 242,2	84,1
Généraux	1,1%	4 250,7	123,9	1,6%	4 269,0	124,4
Tarif G	1,1%	1 017,7	120,4	0,4%	1 010,5	119,6
Tarif M	1,1%	2 693,2	130,5	1,2%	2 695,6	130,6
Tarif LG ²	1,1%	539,8	103,4	5,6%	562,9	107,8
Grands industriels	0,8%	1 272,0	107,8	5,8%	1 334,8	113,1
Total	-	10 846,0	100,0	-	10 846,0	100,0

(ii)

Tableau 7
Répartition par catégories de consommateurs du coût de prestation du Distributeur (M\$)
Année témoin 2018

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Fourniture	(3) Transport	(4)-(10) Distribution								(11)-(16) Services à la clientèle					(17) Réseaux autonomes Total	(18) Total Coût de prestation	(19) Dont Autres revenus	
			(4) Postes et centres d'expl.		(5) Moyenne tension		(6) Basse tension		(7) Branchements	(8) Eclairage public	(9) Total	(10) Gestion des abon.	(11) Mesurage	(12) Ventes et commerc.	(13) Autres				(14) Total
			Puis.	Puis.	Abon.	Puis.	Abon.	Abon.											
1 Domestiques																			
2 Tarifs D et DM	2 553,2	1 491,4		1,4	290,3	107,1	183,6	71,3	25,4	-	679,0	378,2	105,2	127,1	17,3	627,8	111,4	5 462,9	(107,1)
3 Tarif DP	38,9	19,6		0,0	3,6	0,2	2,3	0,1	(0,0)	-	6,2	0,1	0,0	-	0,2	0,3	-	65,0	(2,6)
4 Tarif DT	94,6	38,2		0,1	11,4	3,2	7,2	2,2	0,6	-	24,7	11,9	9,5	-	(2,8)	18,5	-	176,1	(4,5)
5 Total	2 686,8	1 549,2		1,5	305,3	110,5	193,1	73,6	25,9	-	709,9	390,2	114,6	127,1	14,7	646,6	111,4	5 704,0	(114,1)
6 Généraux																			
7 Tarifs G et à forfait	358,4	173,5		0,2	33,9	7,9	21,4	5,3	(0,4)	-	68,3	50,0	29,5	26,1	(13,1)	92,5	42,9	735,6	(35,4)
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	20,1	7,9		0,0	2,0	0,1	1,3	0,1	(0,0)	1,2	4,7	0,8	0,2	1,3	(0,0)	2,2	1,3	36,3	0,1
9 Tarif M	1 122,0	485,1		0,5	94,1	0,8	48,1	0,5	1,8	-	145,7	7,6	9,0	70,0	(11,6)	74,9	41,5	1 869,3	(31,7)
10 Tarif G9	35,9	17,7		0,0	5,4	0,1	3,2	0,1	0,1	-	8,9	0,9	1,3	0,1	(0,6)	1,7	0,9	65,2	(1,9)
11 Tarif LG	338,7	148,4		0,1	17,0	0,0	-	-	0,0	-	17,1	1,6	0,8	1,7	(0,5)	3,6	-	507,7	(11,9)
12 Tarif H	0,3	0,2		0,0	0,1	0,0	-	-	0,0	-	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,5	(0,3)
13 Total	1 875,5	832,8		0,7	152,5	9,0	73,9	5,9	1,5	1,2	244,8	60,9	40,8	99,2	(25,9)	175,0	86,5	3 214,6	(81,1)
14 Grands clients industriels																			
15 Tarif L	816,6	302,2		0,1	14,8	0,0	-	0,0	0,0	-	14,9	2,0	1,8	18,5	3,8	26,0	-	1 159,6	(1,3)
16 Contrats spéciaux	679,8	293,0		-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,6	1,1	3,2	5,0	-	977,8	(0,4)
17 Total	1 496,4	595,2		0,1	14,8	0,0	-	0,0	0,0	-	14,9	2,1	2,4	19,5	7,0	31,0	-	2 137,5	(1,8)
18 Total	6 058,7	2 977,2		2,3	472,6	119,5	267,0	79,6	27,5	1,2	969,6	453,2	157,8	245,9	(4,2)	852,6	197,9	11 056,0	(197,0)
19 Facteur de répartition (An. 6)	Tab. 9B	Tab. 9D		FR2	FR2	FR4	FR3	FR5	FR7	-	-	FR9	FR10	FR12	FR14	-	Tableau 31	Tableau 1	Tableau 1

(iii)

**Réponses à la demande de renseignements n° 3
de la Régie**

Tableau 7
Répartition par catégories de consommateurs du coût de prestation du Distributeur (M\$)
Année témoin 2017 - Suivi D.2017-022

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Fourniture	(3) Transport	(4) à (11) Distribution								(12) à (15) Services à la clientèle				(16) Réseaux autonomes Total	(17) Total Coût de prestation	(19) Dont Autres revenus	(20)		
			(4) Postes et centres d'expl.		(5) Moyenne tension		(7) Basse tension		(9) Branchement	(10) Éclairage public	(11) Total	(12) Gestion des abon.	(13) Mesurage	(14) Ventes et commerc.					(15) Autres	
			Puis.	Abon.	Puis.	Abon.	Puis.	Abon.						Spécifique						Abon.
1 Domestiques																				
2 Tarifs D et DM	2 488,0	1 407,6	1,7	272,6	121,0	175,4	82,1	25,5	-	678,3	342,7	129,6	143,8	92,9	708,9	106,1	5 388,8	(128,9)		
3 Tarif DP	45,0	43,0	0,0	4,2	0,2	2,7	0,1	0,0	-	7,3	0,5	1,1	-	0,1	1,7	-	97,0	(1,7)		
4 Tarif DT	94,1	41,9	0,1	12,1	3,7	7,8	2,5	0,6	-	26,8	11,2	11,8	-	9,1	32,0	-	194,9	(5,0)		
5 Total	2 627,2	1 492,5	1,9	288,9	124,9	185,9	84,8	26,2	-	712,4	354,4	142,4	143,8	102,1	742,7	106,1	5 680,7	(135,6)		
6 Généraux																				
7 Tarifs G et à forfait	346,9	168,8	0,2	32,5	9,2	20,9	6,2	0,1	-	69,1	47,5	36,0	32,7	(1,0)	115,2	40,2	740,3	(32,2)		
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	20,5	7,7	0,0	2,1	0,1	1,4	0,1	0,0	1,3	5,0	0,7	0,2	1,4	0,1	2,4	1,4	37,0	(0,5)		
9 Tarif M	1 099,3	496,5	0,6	86,4	0,9	44,9	0,6	1,8	-	135,2	7,8	10,8	67,8	(7,2)	79,2	38,3	1 848,5	(28,1)		
10 Tarif G9	34,1	17,6	0,0	5,3	0,1	3,1	0,1	0,2	-	8,8	0,9	1,5	0,1	(0,4)	2,1	0,9	63,5	(1,5)		
11 Tarif LG	316,1	140,7	0,1	13,4	0,0	-	-	0,0	-	13,5	1,6	0,9	1,2	(8,8)	(5,1)	-	465,2	(12,6)		
12 Tarif H	0,3	0,2	0,0	0,1	0,0	-	-	0,0	-	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,6	(0,1)		
13 Total	1 817,3	831,5	0,9	139,8	10,4	70,2	7,0	2,1	1,3	231,6	58,5	49,4	103,3	(17,3)	193,8	80,7	3 155,0	(75,1)		
14 Grands clients industriels																				
15 Tarif L	833,5	257,6	0,1	12,2	0,0	-	-	0,0	-	12,3	2,0	2,3	21,1	3,2	28,6	-	1 132,0	(1,6)		
16 Contrats spéciaux	533,7	294,1	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,4	1,3	2,3	4,1	-	831,9	(0,3)		
17 Total	1 367,2	551,7	0,1	12,2	0,0	-	-	0,0	-	12,3	2,1	2,7	22,4	5,4	32,7	-	1 963,9	(1,9)		
18 Total	5 811,7	2 875,7	2,8	440,9	135,3	256,1	91,8	28,3	-	956,4	414,9	194,6	269,5	90,1	969,0	186,9	10 759,7	(212,7)		
19 Facteur de répartition (An. 6)	Tab. 9B	Tab. 9D	FR2	FR2	FR4	FR3	FR5	FR7	-	-	FR9	FR10	FR12	FR14	-	Tableau 31	Tableau 1	Tableau 1		

La Régie constate au Tableau 8B du préambule (i) que des ajustements tarifaires différenciés reflétant la variation des coûts entraîneraient théoriquement une hausse du tarif L de 5,8 % et une baisse des tarifs domestiques de 0,4 %. La Régie constate qu'une portion de la hausse requise au tarif L est causée par la réduction prévue des ventes du tarif L de 3,6 % en 2018, soit de 26 631 GWh à 25 657 GWh.

La Régie note également, au Tableau 7 du préambule (ii), que la hausse de 27,6 M\$ du coût total de prestation au tarif L par rapport au coût de prestation de 2017, tel qu'il apparaît au préambule (iii), est due principalement à une augmentation de 17,3 %, ou 44,6 M\$, des coûts de transport alloués aux clients du tarif L.

(iv)

Tableau 9C
Répartition du coût de transport selon la méthode par fonctions
Année témoin 2018

(1) Catégorie de consommateurs	(2) à (9) Facturation de la charge locale								(10) Pointes non coincidentes haute tension	
	(2) Équipements associés à la production		(3) Réseau	(5) Interconnexions		(7) Raccordements des clients		(9) Total		
	Puissance 1-PC	Énergie GWh	Puissance 1-PC	Puissance 1-PC	Énergie GWh	Puissance 1-PNC- MT	Puissance 1-PNC- HT			
1 Domestiques										
2 Tarifs D et DM		270,3	236,8	540,9	38,8	34,0	365,1	-	1 485,8	-
3 Tarif DP		3,3	3,9	6,7	0,5	0,6	4,5	-	19,5	-
4 Tarif DT		3,9	10,1	7,8	0,6	1,5	14,4	-	38,1	-
5 Total		277,5	250,8	555,3	39,9	36,0	384,0	-	1 543,5	-
6 Généraux										
7 Tarifs G et à forfait		28,3	36,2	56,6	4,1	5,2	42,7	-	172,9	-
8 Tarifs d'éclairage public et sent.		0,9	2,2	1,8	0,1	0,3	2,5	-	7,9	-
9 Tarif M		72,2	120,5	144,5	10,4	17,3	118,4	0,3	483,6	31
10 Tarif G9		2,0	3,8	4,1	0,3	0,6	6,8	-	17,6	-
11 Tarif LG		24,5	35,5	49,1	3,5	5,1	21,3	8,8	147,9	937
12 Tarif H		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	-	0,2	-
13 Total		128,0	198,3	256,1	18,4	28,5	191,8	9,1	830,2	969
14 Grands clients industriels										
15 Tarif L		43,1	97,3	86,2	6,2	14,0	18,6	36,1	301,5	3 832
16 Contrats spéciaux		44,8	102,3	89,6	6,4	14,7	-	34,4	292,3	3 655
17 Total		87,9	199,6	175,9	12,6	28,7	18,6	70,6	593,8	7 487
18 Total		493,4	648,7	987,3	70,9	93,2	594,4	79,7	2 967,5	8 456
19 Facteur de répartition		FR1	Tab. 53 Col. 4	FR1	FR1	Tab. 53 Col. 4	FR2	Col. 10	-	-
20 Ajustement de la facturation de la charge locale		7,9	10,4	15,8	1,1	1,5	9,5	1,3	47,6	-
21 Coûts répartis selon la méthode du Transporteur		501,3	659,1	1 003,1	72,0	94,7	603,9	81,0	3 015,1	-

La Régie s'interroge sur certaines données apparaissant à la pièce B-0045 et demande au Distributeur de valider ces dernières et d'expliquer, dans certains cas, comment elles ont été établies.

Demande :

47.1 Veuillez expliquer la forte volatilité de la répartition du coût de transport attribué au tarif L concernant le coût de *raccordements des clients - puissance non coïncidente - Haute tension*, en hausse de 21 M\$, ou 139 %, à 36,1 M\$ tel que présenté au préambule (iv), ainsi que la volatilité des pointes non coïncidentes haute tension – tarif L, qui passe de 922 l'an dernier, tel qu'indiqué à la référence (v), à 3 832 MW pour l'année témoin 2018. Veuillez décrire comment ces données sont établies.

Réponse :

1 **Le Distributeur constate qu'une erreur était présente dans la colonne (8) du**
2 **tableau 9C de la pièce HQD-12, document 3 (B-0047) du dossier R-3980-2016. Il**
3 **aurait fallu lire 3 415 MW au lieu de 922 MW pour l'année témoin 2017 en ce**
4 **qui a trait à la pointe non coïncidente haute tension des consommateurs au**
5 **tarif L.**

6 **Donc, la pointe non coïncidente haute tension – tarif L passe de 3 415 MW**
7 **pour l'année témoin 2017 à 3 832 MW pour l'année témoin 2018. Ainsi, après**
8 **correction, le coût de la composante « *Raccordements des clients –***
9 ***puissance non coïncidente – Haute tension* » attribué au tarif L s'établit à**
10 **38,7 M\$ pour l'année témoin 2017 comparativement au coût de 36,1 M\$ pour**
11 **l'année témoin 2018, soit une baisse d'environ 7 %.**

12 **Le coût de cette sous-fonction est réparti selon les puissances non**
13 **coïncidentes - haute tension par catégories de consommateurs. Ces**
14 **puissances correspondent à la pointe maximale prévue par le Distributeur**
15 **pour chaque catégorie de consommateurs.**

48. **Références :** (i) Pièce [B-0045](#), p. 22;
(ii) Pièce [B-0045](#), p. 36;
(iii) Pièce [B-0045](#), p. 77.

Préambule :

La Régie présente un tableau dans lequel figurent les puissances coïncidentes annuelles et la pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition pour le tarif L, le tarif D et DM, le tarif DP et le tarif DT, ainsi que le nombre d'abonnements au tarif DT.

Puissances et pointes coïncidentes	Année témoin					
	2014	2015	2016	2017	2018	
Tarif L :						
Pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition (MW) - Tableau 11	3 024	3 137	3 097	2 961	3 299	
Puissances coïncidentes annuelles - Haute tension (MW) - Tableau 50	3 024	3 137	3 097	3 831	3 299	
Tarif D et DM :						
Pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition (MW) - Tableau 11	20 445	20 590	20 915	20 060	20 696	
Puissances coïncidentes annuelles - Haute tension (MW) - Tableau 50	20 445	20 590	20 915	19 560	20 696	
Tarif DP :						
Pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition (MW) - Tableau 11				803	256	
Puissances coïncidentes annuelles - Haute tension (MW) - Tableau 50				303	256	
Tarif DT :						
Pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition (MW) - Tableau 11	586	570	345	393	297	2018/2014
Puissances coïncidentes annuelles - Haute tension (MW) - Tableau 50	586	570	345	393	297	-49,3%
Nombre d'abonnements Tarif DT - Tableau 23 colonne 8 - Répartition du coût de service	124 322	123 842	119 872	114 914	112 740	-9,3%

Source : Tableaux 11, 23 et 50 des pièces : R-3854-2013, pièce B-0045 ; R-3905-2014, pièce B-0042 ; R-3933-2015, pièce B-0046 ; R-3980-2016, pièce B-0047 ; R-4011-2017, pièce B-0045.

Demandes :

48.1 Veuillez préciser comment sont établies les données de puissances coïncidentes par catégorie de consommateurs présentées au tableau 50 de la référence (iii). Veuillez spécifier, entre autres, si la méthode utilisée est la même pour les grands clients industriels que pour les autres catégories de consommateurs, s'il s'agit de données observées et factuelles, comment elles sont compilées et si les données présentées pour l'année témoin 2018 correspondent aux données de l'année historique 2016.

Réponse :

1 Les données de puissances coïncidentes par catégories de consommateurs
2 présentées au tableau 50 de la référence (iii) pour l'année témoin 2018 ne
3 correspondent pas aux données de l'année historique 2016. Le Distributeur
4 utilise toutefois les profils de consommation de l'année historique par
5 catégories de consommateurs, qu'il normalise pour les conditions climatiques
6 et qu'il ajuste pour tenir compte du calendrier de l'année témoin³⁰ et de la
7 courbe des besoins du Distributeur. Il applique ensuite ces profils à la
8 consommation prévue par catégories de consommateurs pour l'année témoin.

9 Pour établir le profil de consommation de l'année historique des grands
10 clients industriels, le Distributeur dispose des consommations horaires
11 observées de chaque client. Pour les autres catégories de consommateurs, il
12 établit des profils totaux par catégories de consommateurs en se basant sur
13 les profils observés d'un échantillon de clients représentatifs.

14 En déterminant ainsi des profils prévisionnels pour l'année témoin, le
15 Distributeur est à même de déterminer les pointes coïncidentes prévues pour
16 chaque catégorie de consommateurs.

17 Le Distributeur réfère aussi à la réponse à la question 45 de l'ACEF de Québec
18 à la pièce HQD-10, document 2, dans le dossier R-3492-2002.

³⁰ Cette opération consiste à ajuster les profils de consommation de l'année historique pour qu'ils tiennent compte de l'occurrence des journées fériées et des jours de la semaine en fonction des dates de l'année témoin.

48.2 Veuillez indiquer si des ajustements sont apportés par le Distributeur dans le processus d'établissement des données présentées au tableau 50 concernant le tarif L afin de tenir compte du transfert de clients aux contrats spéciaux ou pour toute autre raison. Si oui, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Comme mentionné en réponse à la question 48.1, le Distributeur utilise les**
2 **profils de consommation observés de chaque client au tarif L pour établir le**
3 **profil de cette catégorie de consommateurs qu'il applique à la consommation**
4 **prévues de l'année témoin. Celle-ci intègre la croissance économique et les**
5 **transferts de clients à une autre catégorie, le cas échéant. La croissance**
6 **prévues de la consommation du secteur industriel grandes entreprises est**
7 **expliquée à la pièce HQD-4, document 2 (B-0015), section 1.3.**

48.3 Veuillez expliquer pour quelles raisons les données de la pointe coïncidente annuelle servant au calcul des facteurs de répartition de l'année témoin 2017 diffèrent des données de puissances coïncidentes annuelles pour les catégories de consommateurs au tarif D et DM, celles au tarif DP ainsi qu'au tarif L.

Réponse :

8 **Les valeurs de la pointe coïncidente annuelle, colonne (3) du tableau 11 de la**
9 **pièce HQD-12, document 3 (B-0047) du dossier R-3980-2016, qui ont servi à**
10 **l'établissement des facteurs de répartition de l'année témoin 2017, diffèrent de**
11 **celles présentées au tableau 50 de cette même pièce en raison d'une erreur**
12 **présente dans la colonne (14) du tableau 50. Les valeurs présentées au**
13 **tableau 50 auraient dû être les mêmes que celles apparaissant au tableau 11.**
14 **Cette correction n'a toutefois aucune incidence sur la répartition du coût de**
15 **service de l'année témoin 2017.**

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

Réponse :

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

21 **La pointe coïncidente découle de profils de consommation observés,**
22 **normalisés et ajustés pour l'échantillon de la clientèle au tarif DT. Le**

1 Distributeur rappelle que les profils sont des données horaires qui affichent
2 une variabilité importante découlant des usages présents à la pointe. Cela est
3 d'autant plus vrai au tarif DT puisque l'usage de chauffage des locaux est
4 effacé à la pointe et, de ce fait, ce sont les autres usages, moins persistants,
5 qui composent la consommation de cette clientèle à la pointe. L'analyse des
6 données des profils de consommation des années témoins de 2014 à 2018
7 montre qu'il y a effectivement une baisse de la consommation moyenne à ce
8 tarif, baisse découlant de la décroissance du nombre d'abonnements.

9 Quant à l'échantillon, le Distributeur soutient qu'une centaine de clients au
10 tarif DT est suffisante pour minimiser la variance.

- 49. Références :**
- (i) Pièce [B-0045](#), p. 36;
 - (ii) Pièce [B-0047](#), p. 81;
 - (iii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-10, document 2](#), p. 5;
 - (iv) Pièce [B-0045](#), p. 15;
 - (v) Pièce [B-0045](#), p. 77.

Préambule :

La Régie présente un tableau dans lequel figurent le nombre d'abonnements, les ventes et la puissance coïncidente au tarif L.

Abonnements, ventes et puissances coïncidentes au tarif L		2014	2015	2016	2017	2018	2018/2014
1	Nombre d'abonnements "L" - Tableau 23 colonne 8 - Année témoin - Répartition du coût de service	145	146	135	127	133	-8,3%
2	Nombre d'abonnements "L" - Tableau A-10 (données de facturation année précédente) - Stratégie tarifaire	142	144	140			
3	Nombre d'abonnements "L" - Rapport annuel 2016 - Tableau 3 - HQD-10, document 2	156	153	157			
4	Ventes "L" (GWh) - Tableau 8B - Année témoin - Répartition du coût de service	29 622	29 152	28 203	26 631	25 657	-13,4%
5	Ventes "L" (GWh) - Tableau A-10 (données de facturation année précédente) - Stratégie tarifaire	28 411	28 397	28 397			
6	Ventes "L" (GWh) - Rapport annuel 2016 (GWh) - Tableau 1 - HQD-10, document 2	30 509	29 601	27 335			
7	Puissances coïncidentes annuelles - Tarif "L" - Tableau 50 - Haute tension (MW)	3 024	3 137	3 097	3 831	3 299	9,1%
8	Puissances coïncidentes annuelles - Tarif "L" - moyenne par client (en kW) (ligne 7 / ligne 1)	20 855	21 486	22 941	30 165	24 805	18,9%

Source : Tableaux 23 et 50 des pièces : R-3854-2013, pièce B-0045 ; R-3905-2014, pièce B-0042 ; R-3933-2015, pièce B-0046 ; R-3980-2016, pièce B-0047 ; R-4011-2017, pièce B-0045. Tableaux A-10 des pièces : R-3933-2015, pièce B-0051 ; R-3980-2016, pièce B-0047 ; R-4011-2017, pièce B-0047 ; Rapport annuel 2016, tableaux 1 et 3 de la pièce HQD-10, document 2 ; Tableaux 8B des pièces : R-3854-2013, pièce B-0187 ; R-3905-2014, pièce B-0230 ; R-3933-2016, pièce B-0169 ; R-3980-2016, pièce B-0203 ; R-4011-2017, pièce B-0045.

Demandes :

49.1 Veuillez décrire comment sont établies les données concernant le nombre d'abonnements au tarif L présenté aux lignes 1 à 3 du tableau et expliquer les écarts pour 2016, particulièrement entre la prévision de 135 abonnements pour l'année témoin 2016 et le nombre d'abonnements réels de 157 présenté au rapport annuel.

Réponse :

11 Les caractéristiques de consommation des lignes 1, 4 et 7 correspondent à
12 celles présentées dans la méthode de répartition du coût de service de
13 chacune des années témoins. Le nombre d'abonnements représente les

1 données au 31 décembre de chaque année historique. Comme mentionné en
2 réponse à la question 48.1, les ventes (GWh) et les puissances coïncidentes
3 (MW) correspondent aux données prévisionnelles des années témoins.

4 Les caractéristiques de consommation des lignes 2 et 5 correspondent au
5 nombre d'abonnements provenant des données de référence servant à
6 l'élaboration des stratégies tarifaires, soit les données de facturation
7 normalisées pour la période comprise entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre de
8 chaque année. À cet égard, voir également la réponse à la question 19.2 d'OC
9 à la pièce HQD-15, document 9.

10 Les caractéristiques de consommation apparaissant aux lignes 3 et 6
11 correspondent au nombre d'abonnements et aux ventes (GWh) de l'année
12 réelle. Le nombre d'abonnements et les ventes (GWh) au tarif L incluent les
13 tarifs H, LD, LR et LP, comme spécifié à la note 4 de la pièce HQD-10,
14 document 2 du *Rapport annuel 2016 du Distributeur*, contrairement au nombre
15 d'abonnements de la ligne 1.

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

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

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

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

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

49.2 Veuillez valider et au besoin corriger la consommation annuelle au tarif L présentée au Tableau A-10 de la référence (ii), laquelle apparaît inchangée par rapport à l'année précédente, à 28 397 GWh.

Réponse :

18 Le Distributeur corrige une erreur cléricale concernant la consommation
19 totale du tarif L pour l'année 2016 du tableau A-10 (spécifiée en rouge dans le

- 1 **tableau R-49.2). Cette correction n'a aucune incidence sur l'établissement des**
 2 **prix du tarif L au 1^{er} avril 2018.**

TABLEAU R-49.2 :
MISE À JOUR DU TABLEAU A-10 DE LA PIÈCE HQD-13, DOCUMENT 2 (B-0047)
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif G			
Agricole	1 452	41	4
Dont la puissance est facturée	63	6	1
Commercial	208 421	7 373	759
Dont la puissance est facturée	8 923	1 004	107
Industriel	9 864	410	43
Dont la puissance est facturée	990	101	11
Institutionnel	20 191	782	81
Dont la puissance est facturée	1 887	217	23
Résidentiel	1 934	60	6
Dont la puissance est facturée	62	7	1
Total	241 862	8 665	893
Dont la puissance est facturée	11 925	1 335	142
% avec puissance facturée	5%	15%	16%
Tarif M			
Agricole	277	181	15
Commercial	21 206	17 846	1 479
Industriel	3 810	7 883	630
Institutionnel	4 220	5 234	428
Résidentiel	440	398	33
Total	29 953	31 543	2 585
Tarif LG			
Commercial	62	2 732	161
Institutionnel	25	1 380	86
Réseaux municipaux	16	4 510	271
Total	103	8 621	517
Tarif L	140	26 991	1 335

- 49.3 Veuillez élaborer sur l'évolution de la clientèle au tarif L et de son profil de consommation entre 2014 et 2018 qui pourrait expliquer l'augmentation de la puissance coïncidente annuelle moyenne par client de près de 19 %, telle que présentée au préambule.

Réponse :

1 **Sur la période 2014-2018, le nombre d'abonnements au tarif L est passé de**
 2 **145 à 133, alors que la puissance coïncidente a crû de 3 024 MW à 3 299 MW.**
 3 **Le nombre d'abonnements n'est pas corrélé à la puissance coïncidente.**

4 **Comme le Distributeur l'indique en réponse à la question 48.4, les profils de**
 5 **consommation, desquels découle la puissance coïncidente, sont des données**
 6 **horaires qui affichent une variabilité importante occasionnée par les usages**
 7 **présents à la pointe. Tout comme pour le tarif DT, l'usage de chauffage des**
 8 **locaux n'est pas important à la pointe au tarif L. Ce sont les usages de**
 9 **procédés industriels qui composent la consommation de cette clientèle et**
 10 **c'est avant tout la variabilité de ces usages qui explique l'augmentation de la**
 11 **puissance coïncidente annuelle moyenne présentée en préambule. À titre**
 12 **illustratif, pour l'heure de la pointe coïncidente lors d'un jour de semaine (du**
 13 **lundi au vendredi), la puissance de la clientèle à ce tarif varie, de 2014 à 2018,**
 14 **entre 2 650 MW (valeur minimale) et 4 230 MW (valeur maximale).**

- 50. Références :**
- (i) Pièce [B-0045](#), p. 15;
 - (ii) Pièce [B-0045](#), p. 7;
 - (iii) Pièce [B-0045](#), p. 13;
 - (iv) Pièce [B-0045](#), p. 36;
 - (v) Pièce [B-0045](#), p. 22;
 - (vi) Pièce [B-0047](#), p. 80;
 - (vii) Pièce [B-0045](#), p. 77.

Préambules :

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

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

Sommaire du coût de service du Distributeur par catégories de consommateurs (M\$)	2017	2018	Variation (M\$)	Variation (%)
	(suivi D-2017-022)	Année témoin		
Domestiques:				
Tarif D et DM	5 881,3	5 957,0	75,7	1,3%
Tarif DP	102,3	69,0	(33,3)	-32,6%
Tarif DT	214,6	194,5	(20,1)	-9,4%
Total	6 198,2	6 220,5	22,3	0,36%

Sources : R-3980-2016, pièce B-0203, p. 5; pièce B-0045, p. 7.

1 document 3 (B-0045) sont exacts. Ces données reflètent respectivement le
2 nombre d'abonnements basse tension (7 362) et moyenne tension (7 384, qui
3 inclut la basse tension) avec multiplicateur au 31 décembre 2016.

4 Le Distributeur tient à préciser qu'il a retenu pour la répartition du coût de
5 service 2018 (tableaux 11 et 23) les abonnements prévus pour l'année de base
6 2016 du dossier tarifaire 2017-2018, puisqu'il ne disposait pas d'un historique
7 pour cette catégorie de consommateurs. De plus, cette prévision comprend
8 les clients auparavant facturés en puissance au tarif D de même que des
9 clients identifiés, à l'aide des données des compteurs communicants, comme
10 étant susceptibles d'avoir des appels de puissance excédant 50 kW.

11 Quant aux valeurs du tableau A-9 de la pièce HQD-13, document 2 (B-0047), ce
12 sont les données de référence de l'année 2016, selon les tarifs au
13 1^{er} avril 2017, qui servent à l'élaboration des stratégies tarifaires, comme
14 mentionné en réponse à la question 49.1. Ainsi, bien que le tarif DP n'ait pas
15 été en vigueur en 2016, les données de référence du tarif DP sont établies,
16 comme mentionné à la note 2 du tableau A-9, à partir des données de
17 référence des clients facturés en puissance en 2016 dont la puissance
18 maximale appelée (PMA) est égale ou supérieure à 65 kW et de ceux dont la
19 PMA est égale ou supérieure à 50 kW mais inférieure à 65 kW ayant intérêt
20 d'être au tarif DP.

50.2 Veuillez valider le nombre d'abonnements moyenne tension et basse tension au tarif DP indiqué au tableau 11 de la référence (v), soit 7 384 et 7 362 abonnements respectivement, et veuillez corriger les données servant au calcul des facteurs de répartition et ainsi que les tableaux affectés par la correction s'il y a lieu. Veuillez concilier tout écart significatif avec le nombre de 4 923 abonnements au tarif DP présenté au Tableau A-9 de la référence (vi).

Réponse :

21 **Voir la réponse à la question 50.1**

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

Réponse :

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

1 **La diminution de la puissance coïncidente au tarif DP entre les deux années**
2 **témoins provient du fait qu'aux fins du dossier tarifaire 2017-2018, le**
3 **Distributeur avait visé une clientèle cible plus importante pour ce tarif dans**
4 **l'établissement des caractéristiques de consommation et dans la prévision de**
5 **la demande. Cette clientèle cible comprenait les clients auparavant facturés**
6 **en puissance au tarif D et des clients identifiés à l'aide des données des**
7 **compteurs communicants comme étant susceptibles d'avoir des appels de**
8 **puissance excédant 50 kW.**

50.4 Veuillez valider et expliquer la réduction de 54 %, soit de 43,0 M\$ à 19,6 M\$ de la répartition du coût de transport alloué au tarif DP, tel qu'il apparaît au préambule (iii).

Réponse :

9 **Le Distributeur confirme la réduction de 54 % du coût de transport réparti au**
10 **tarif DP entre les années témoins 2017 (pièce HQD-20, document 4 [B-0203] du**
11 **dossier R-3980-2016) et 2018 (pièce HQD-12, document 3 [B-0045]). Cette**
12 **réduction provient principalement de la diminution de la pointe coïncidente de**
13 **cette catégorie de consommateurs, comme expliqué en réponse à la**
14 **question 50.3. La réduction du coût de transport est également expliquée par**
15 **la réduction de l'ordre de 16 % de l'énergie associée au tarif DP entre les**
16 **années témoins 2017 (voir la colonne (3) du tableau 11 de la pièce HQD-20,**
17 **document 4 [B-0203] du dossier R-3980-2016) et 2018 (voir la colonne (3) du**
18 **tableau 11 de la pièce HQD-12, document 3 [B-0045]).**

50.5 Veuillez valider et expliquer la réduction de 24,4 %, soit de 393 MW l'an dernier à 297 MW, de la puissance coïncidente annuelle de la catégorie de consommateurs au tarif DT projeté pour 2018, telle que présentée au tableau 50 de la référence (vii).

Réponse :

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

50.6 Veuillez valider et expliquer la réduction de 8,8 %, soit de 41,9 M\$ à 38,2 M\$ de la répartition du coût de transport alloué au tarif DT, tel qu'il apparaît au préambule (iii).

Réponse :

22 **Le Distributeur confirme la réduction de 8,8 % du coût de transport réparti au**
23 **tarif DT entre les années témoins 2017 (pièce HQD-20, document 4 [B-0203] du**
24 **dossier R-3980-2016) et 2018 (pièce HQD-12, document 3 [B-0045]). Cette**
25 **réduction provient essentiellement de la diminution de la puissance**

1 coïncidente de cette catégorie de consommateurs. Cette diminution de la
2 puissance coïncidente reflète les explications fournies en réponse à la
3 question 48.4.

STRATÉGIE TARIFAIRE

Option de tarification dynamique

51. Référence : Pièce [B-0047](#), p. 7 et 8.

Préambule :

« En réponse aux pistes de solution touchant la mise en place d'options volontaires de tarification dynamique, le Distributeur entend réaliser les travaux nécessaires à l'introduction à l'hiver 2018-2019, sur une base expérimentale, d'options de tarification dynamique pour les clientèles domestique et générale, incluant les serres et les centres de ski. Ces options pourraient permettre aux consommateurs qui peuvent moduler leur consommation de réduire leur facture d'électricité. Pour ce faire, le Distributeur pourra compter sur l'expérience qu'il a acquise en cette matière, plus particulièrement dans le cadre du projet tarifaire Heure Juste.

Les conditions et structures de ces nouvelles options devront cependant refléter le contexte énergétique qui a évolué depuis le projet Heure Juste. Tout en restant simples, elles devront permettre de répondre de façon efficace, par un signal de prix important en période de pointe, aux besoins de gestion du réseau. »

Demandes :

51.1 Veuillez décrire sommairement les travaux qu'entend réaliser le Distributeur, fournir un échéancier des étapes prévues pour la mise en place des options de tarification dynamique ainsi que les dates prévues pour le dépôt de ses propositions à la Régie.

Réponse :

4 **Le Distributeur est conscient de l'intérêt que portent la Régie et les**
5 **intervenants à son engagement d'introduire à compter de l'hiver 2018-2019**
6 **des options de tarification dynamique. Le Distributeur entend déposer à la**
7 **Régie un dossier distinct au printemps 2018 qui présentera ses propositions**
8 **afin d'obtenir les approbations nécessaires pour amorcer le déploiement**
9 **d'options volontaires de tarification dynamique.**

10 **Le Projet Tarifaire Heure Juste (PTHJ) donne un aperçu de l'ampleur du travail**
11 **associé à la conception, au déploiement et au suivi de telles options tarifaires.**
12 **À cet égard, le Distributeur invite la Régie et les intervenants à consulter les**
13 **documents associés au PTHJ dans les dossiers tarifaires 2007 à 2010. La**

1 distinction entre les nouvelles options de tarification dynamique et celles du
2 PTHJ reste à définir.

3 Les options de tarification dynamique viseront trois grands objectifs :

- 4 • Améliorer la satisfaction de la clientèle en offrant un plus grand choix
5 tarifaire aux clients et en permettant à ceux qui modulent leur
6 consommation, de pouvoir réduire leur facture ;
- 7 • Favoriser la participation de la clientèle à la gestion des
8 approvisionnements du Distributeur ;
- 9 • Réduire la demande en périodes de pointe et les coûts de service qui y
10 sont associés en offrant un signal de prix qui reflète la variabilité des
11 coûts selon différentes périodes. Cela devrait favoriser, entre autres,
12 les ventes en période hors pointe, dont la recharge de véhicules
13 électriques. Ainsi, la tarification dynamique pourrait être une alternative
14 à l'introduction de programmes de gestion de la demande en puissance
15 pour la clientèle domestique.

16 Le Distributeur devra également intégrer cette nouvelle offre tarifaire aux
17 autres mesures et programmes de gestion de la demande en puissance
18 existants pour en assurer la cohérence. Par exemple, le Distributeur devra
19 s'assurer que les options de tarification dynamique agissent en synergie avec
20 les programmes de gestion de la demande en puissance plutôt qu'en
21 concurrence.

22 De plus, le Distributeur devra s'assurer de bien cibler la clientèle et de
23 l'informer adéquatement sur cette nouvelle façon de tarifier l'électricité et des
24 changements de comportement requis pour en tirer parti.

25 Le déploiement d'options de tarification dynamique touchera toutes les
26 facettes et activités de l'entreprise. Sur la base des projets déjà réalisés, les
27 différentes étapes incluent :

- 28 • Évaluation des attentes et de l'acceptabilité de la clientèle ;
- 29 • Établissement de la stratégie tarifaire dont la conception des structures
30 des options tarifaires et des conditions d'application, en lien avec les
31 coûts évités ;
- 32 • Mise en place de la facturation par plage horaire ;
- 33 • Mise en place de l'opérationnalisation et de la communication des
34 pointes critiques ;
- 35 • Élaboration des factures ;
- 36 • Établissement d'un plan de communication (promotion,
37 commercialisation, information et autres) ;

- 1 • **Formation des représentants clientèle ;**
- 2 • **Analyse des impacts sur les activités du Distributeur et des coûts**
- 3 • **associés à l'implantation de ces options tarifaires.**

51.2 Veuillez préciser ce qu'entend le Distributeur par l'énoncé au second paragraphe du préambule et de quelle façon se distinguera la nouvelle option tarifaire par rapport au projet Heure Juste.

Réponse :

- 4 **Voir la réponse à la question 51.1.**

Prix de la 2^e tranche d'énergie

52. **Références :**
- (i) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), p. 80;
 - (ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), p. 84;
 - (iii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0051](#), p. 17;
 - (iv) Pièce [B-0047](#), p. 16;
 - (v) Pièce [B-0047](#), p. 17;
 - (vi) Pièce [B-0019](#), p. 11.

Préambules :

(i) Parmi les critères permettant de porter un regard objectif sur la tarification, le Distributeur a présenté en séance de travail le 30 avril 2015 le tableau suivant :

ALIMENTER L'AVENIR	
4. Cadre d'analyse (suite)	
• Critères permettant de porter un regard objectif sur la tarification	
Critères	Mesures
Équité <ul style="list-style-type: none"> • Récupération des revenus requis • Juste partage des coûts (causalité) • Non-arbitraire, sans jugement de valeurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Contribution des revenus aux coûts
Efficacité <ul style="list-style-type: none"> • Signal de prix encourageant un usage efficace de l'électricité et décourageant le gaspillage 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût évité de long terme (tarifs de base) • GWh évités • Prix à la marge
Simplicité <ul style="list-style-type: none"> • Compréhension de la tarification et de la facture par la clientèle • Tarification facile d'application • Peu propice à la controverse et à l'interprétation • Minimiser les difficultés et les coûts d'implantation 	<ul style="list-style-type: none"> • Niveau d'acceptation et compréhension • Éviter la tarification selon l'usage • Efficacité opérationnelle • Structure et composantes des tarifs
Stabilité et continuité <ul style="list-style-type: none"> • Éviter les chocs tarifaires • Privilégier la prévisibilité • Assurer la continuité avec les autres tarifs 	<ul style="list-style-type: none"> • Impacts raisonnables • Transition pour lisser les impacts si possible

La Régie note qu'en ce qui concerne l'efficacité, c'est-à-dire le *signal de prix encourageant un usage efficace de l'électricité et décourageant le gaspillage*, il est d'usage de considérer les coûts évités de long terme.

(ii) Parmi les constats du Distributeur concernant le prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif D, il est fait référence au coût évité du chauffage de long terme en énergie :

« • Le prix de la 2^e tranche de 8,60 ¢/kWh est toujours inférieur au coût évité du chauffage de long terme en énergie de 14,01 ¢/kWh en 2024 (R-3905-2014) » [nous soulignons]

(iii) *« Le Distributeur est d'avis que le seuil actuel de la 1^{re} tranche est toujours adéquat pour couvrir les usages autres que le chauffage puisqu'il correspond à la consommation unitaire annuelle moyenne excluant le chauffage des locaux. Toutefois, il pourrait explorer la possibilité d'augmenter le seuil de la 1^{re} tranche pour y capter une partie de la consommation associée au chauffage ou, comme mentionné par certains intervenants, pour y inclure le « chauffage de base ». Cette mesure permettrait d'augmenter davantage le prix de la 2^e tranche et ainsi atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme sans toucher plus significativement les abonnements pour les usages en commun et les grandes exploitations agricoles dans la mesure où un éventuel tarif D2 serait introduit à leur intention. » [nous soulignons]*

(iv) *« La fixation du prix de la 2^e tranche d'énergie constitue un élément fondamental dans la structure tarifaire. Elle vise à informer les consommateurs du coût d'un kWh additionnel de manière à les inciter à faire les meilleurs choix énergétiques. Un bon signal de prix est essentiel à l'efficacité économique et énergétique. » [nous soulignons]*

(v) *« Le Distributeur insiste sur le fait que le contexte énergétique actuel et son évolution au cours des prochaines années justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D. Il s'agit d'une approche légitime et probante.*

D'abord, le Distributeur est depuis plusieurs années confronté à un contexte économique et énergétique caractérisé par un ralentissement de la croissance des ventes d'électricité et par l'accumulation de surplus énergétiques. Il en résulte que les coûts évités totaux du chauffage des locaux pour les clients au tarif D pour les années 2018 à 2023 se situent sous le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie de 8,92 ¢/kWh. » [note de bas de page omise]

(vi)

TABLEAU A-1 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF D
EN ¢/kWh DE 2018

(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante ¹ (10 ans)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		Chauffage de l'eau	6,47	5,53	5,63	5,74	5,85	5,96	6,08	7,59	7,73
Fourniture - Transport	5,25	4,40	4,48	4,57	4,65	4,74	4,83	6,32	6,44	6,56	6,69
Transport - Charge locale	0,90	0,83	0,85	0,86	0,88	0,90	0,92	0,93	0,95	0,97	0,99
Distribution	0,33	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36
Chauffage des locaux	9,13	7,57	7,72	7,88	8,03	8,19	8,36	11,11	11,33	11,56	11,79
Fourniture - Transport	6,59	5,23	5,33	5,44	5,55	5,66	5,77	8,47	8,64	8,81	8,99
Transport - Charge locale	1,87	1,72	1,75	1,79	1,83	1,86	1,90	1,94	1,98	2,02	2,06
Distribution	0,68	0,62	0,64	0,65	0,66	0,67	0,69	0,70	0,72	0,73	0,74
Tous les usages	7,57	6,38	6,50	6,63	6,76	6,89	7,02	9,02	9,20	9,38	9,56
Fourniture - Transport	5,77	4,73	4,82	4,91	5,01	5,10	5,20	7,16	7,30	7,44	7,59
Transport - Charge locale	1,32	1,21	1,24	1,26	1,29	1,31	1,34	1,36	1,39	1,42	1,45
Distribution	0,48	0,44	0,45	0,46	0,47	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,053%.

La Régie constate que la 2^e tranche d'énergie couvre essentiellement les besoins de chauffage pour la vaste majorité des clients aux tarifs D et DM. La Régie retient que le prix de la 2^e tranche d'énergie vise à informer les consommateurs et les inciter à faire les meilleurs choix énergétiques, tel qu'énoncé au préambule (iv), et elle note que les choix énergétiques en matière de chauffage impliquent l'acquisition d'équipements ayant une très longue durée de vie.

Demande :

52.1 Veuillez expliquer, considérant les remarques et données du préambule (vi), comment mettre l'emphase sur les coûts évités à court terme pour fixer le prix de la 2^e tranche d'énergie, comme il est fait au préambule (v), peut mener à de meilleurs choix énergétiques que si on considère les coûts évités de long terme pour le chauffage des locaux.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne remet pas en question la pertinence d'utiliser le coût évité**
 2 **de long terme comme objectif pour faire évoluer le prix de la 2^e tranche**
 3 **d'énergie du tarif D. Considérant que le prix de la 2^e tranche d'énergie proposé**
 4 **au 1^{er} avril 2018 excède le coût évité Fourniture - Transport du chauffage des**
 5 **locaux en 2027, le Distributeur soutient que la hausse uniforme des prix**
 6 **d'énergie proposée constitue la stratégie la plus adéquate pour refléter le coût**
 7 **évité de long terme, favorisant ainsi de meilleurs choix énergétiques.**

53. **Références :** (i) Pièce [B-0047](#), p. 17;
 (ii) R-3972-2016, pièce [C-HQD-0004](#), p. 59.

Préambule :

(iv) « D'autre part, l'essor de la production distribuée, particulièrement celle à partir de l'énergie solaire, et du stockage d'énergie à faible coût, amènent le Distributeur à se repositionner quant à la valeur d'un kWh effacé à la marge et à la capacité du signal de prix à refléter la vérité des coûts. S'il est vrai que le coût évité total représente une bonne estimation de l'ajout ou de la perte d'un kWh de chauffage, on ne peut en dire autant d'un kWh de production distribuée.

En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et de réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte inévitablement que le prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D surestime alors le crédit accordé à ce kWh évité. »

« Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2^e tranche. Ce choix tient compte du fait que le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée et assure ainsi la mise en oeuvre d'une pratique plus équitable pour l'ensemble de sa clientèle. » [nous soulignons]

(v)

OPTION DE MESURAGE NET DU DISTRIBUTEUR
ADHÉSIONS PAR SOURCE D'ÉNERGIE

Années	Nouvelles adhésions (nettes) par type d'énergie			Total cumulatif
	Solaire	Éolienne	Mixte	
2006	-	-	-	-
2007	3	-	-	3
2008	1	-	-	4
2009	4	2	2	12
2010	2	1	-	15
2011	3	1	-	19
2012	13	3	1	36
2013	18	4	-	58
2014	18	8	1	85
2015	17	-	-	102
2016	24	(2)	-	124
Cumulatif	103	17	4	

« En ce qui trait à la production à partir de l'énergie solaire photovoltaïque, le Distributeur constate une progression rapide de ce type d'énergie comme source de production individuelle et centralisée dans les autres juridictions. En fait, la parité tarifaire est déjà atteinte dans 20 États américains (voir la figure 12) et le sera probablement dans 42 États à l'horizon 2020. »

La Régie note que le Distributeur présente au préambule (i) une problématique, liée à l'essor de la production distribuée, au sujet de la valeur d'un kWh effacé à la marge. Un peu plus d'une centaine de clients sont actuellement abonnés à l'option de mesurage net, dont 22 nouveaux clients en 2016, comme on peut le voir au préambule (ii). Le Distributeur note que la parité tarifaire est déjà atteinte dans 20 États américains.

La Régie comprend que le Distributeur invoque cette problématique non seulement pour justifier des modifications à l'option de mesurage net, mais également pour revoir la stratégie

tarifaire concernant le prix de la 2^e tranche d'énergie touchant plus de 3,8 millions de clients au tarif D et DM, dont 36 185 nouveaux clients en 2016 selon le dernier rapport annuel du Distributeur.

Demandes :

53.1 Veuillez fournir une estimation du prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif D permettant l'atteinte de la parité tarifaire, propre au contexte québécois actuel, en ce qui a trait à la production à partir d'énergie solaire photovoltaïque.

Réponse :

1 **Dans le contexte québécois actuel où l'autoproduction est encore peu**
2 **présente et où les prix d'électricité sont faibles, le coût de production de**
3 **l'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque est supérieur au prix**
4 **actuel de la 2^e tranche d'énergie du tarif D. Actuellement, le recours à l'énergie**
5 **solaire n'est pas fondé sur des considérations économiques.**

6 **L'atteinte de la parité tarifaire dépendra, d'une part, de l'évolution du coût de**
7 **production de l'énergie solaire et, d'autre part, de l'évolution des prix**
8 **d'électricité. En effet, la hausse du prix de la 2^e tranche du prix d'énergie**
9 **devancera l'atteinte de la parité et contribuera à rendre le recours à la**
10 **production distribuée rentable sur le plan économique. Cela aura alors pour**
11 **effet de précipiter la perte de kWh au profit de cette filière, exerçant ainsi une**
12 **pression sur les tarifs.**

53.2 Veuillez expliquer en quoi, considérant le contexte énergétique propre au Québec, une solution permettant de déterminer les coûts évités associés à la production distribuée et fixer le prix de l'électricité injectée au réseau intégré devrait également s'appliquer afin de déterminer les coûts évités lié au chauffage des locaux de plus de 3 millions de clients résidentiels.

Réponse :

13 **À mesure que s'accroîtra l'accessibilité à l'autoproduction d'électricité pour**
14 **combler partiellement ou en totalité les besoins des consommateurs, des**
15 **pertes de revenus pour le Distributeur, non compensées par une réduction de**
16 **ses coûts de service, apparaîtront si le prix de la 2^e tranche d'énergie ne**
17 **reflète pas adéquatement le coût évité de perdre un kWh au profit de la**
18 **production distribuée.**

19 **S'il est vrai que l'ajout ou la perte d'un kWh de chauffage permet dans un**
20 **contexte de croissance des ventes d'éviter le coût évité total (fourniture,**
21 **transport et distribution), il n'en sera pas ainsi lorsqu'un kWh, même de**
22 **chauffage, sera perdu au profit de la production distribuée. En effet,**
23 **l'autoproduction diminue les ventes de même que les revenus du Distributeur**

1 sans baisse correspondante des coûts de transport et de distribution, ces
2 actifs étant maintenus malgré leur sous-utilisation.

3 L'essor de la production distribuée accroîtra l'élasticité-prix de la demande
4 pour l'électricité puisque les clients disposeront d'une source de production
5 alternative à une alimentation électrique à partir du réseau du Distributeur
6 pour l'ensemble de leurs usages, incluant le chauffage. Le Distributeur est
7 d'avis que les tarifs doivent s'ajuster à l'évolution de cette élasticité-prix afin
8 d'éviter que les autres clients qui ne disposeraient pas d'une capacité
9 d'autoproduction, par exemple les locataires, en assumant le manque à
10 gagner.

11 Voir également les réponses aux questions 52.1 et 53.1.

53.3 Veuillez expliquer l'apparente contradiction entre la proposition du Distributeur « d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2^e tranche », et son affirmation que « le coût évité total représente une bonne estimation de l'ajout ou de la perte d'un kWh de chauffage » ainsi que « la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et de réseaux (transport et distribution) ».

Réponse :

12 Le Distributeur n'y voit pas de contradiction parce que ces affirmations
13 reflètent des contextes différents.

14 Voir la réponse à la question 53.2.

Facture minimale

54. Références :
- (i) Pièce [B-0047](#), p. 19;
 - (ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0051](#), p. 16;
 - (iii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 112;
 - (iv) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0071](#), p. 17 et 18.

Préambules :

(i) « En ce qui concerne le montant minimal de la facture, il est proposé de le fixer à 15,18 \$ la 1^{re} année pour l'alimentation en monophasé, soit 3 \$ de plus que l'équivalent de la redevance actuelle et de l'augmenter de 2,40 \$ pendant les deux années suivantes. À terme, le montant minimal de la facture pour l'alimentation en monophasé s'élèverait à 19,98 \$/mois. Pour l'alimentation en triphasé, il est proposé de fixer le montant minimal à 18,27 \$ en 2018 afin de l'arrimer à celui applicable au tarif DP. Par la suite, la hausse serait de 6,96 \$, soit environ trois fois celle appliquée pour l'alimentation en monophasé, pour atteindre un montant de 60,03 \$/mois en 7 ans. »

(ii) « Elle permettrait également de récupérer davantage de coûts fixes auprès des très petits consommateurs ou de ceux qui ne consomment pas régulièrement, par exemple, les propriétaires de résidences secondaires et les autoproducteurs, tout en épargnant les petits consommateurs qui consomment suffisamment pour ne pas être affectés par la facture minimale. »

(iii)

TABLEAU R-48.3 :
DISTRIBUTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF D PAYANT UNE FACTURE MINIMALE
AU MOINS UNE FOIS DURANT L'ANNÉE SELON LA STRUCTURE CIBLE
DU TABLEAU 6 DE LA PIÈCE HQD-14, DOCUMENT 2 (B-0052).

Consommation annuelle (kWh)	Tous les clients	% des clients globalement avantagés	Clients résidentiels	% des clients globalement avantagés	Clients agricoles	% des clients globalement avantagés
Moins de 5 000 kWh/an	376 993	63%	370 543	64%	6 450	34%
De 5 000 à 9 999 kWh/an	324 299	97%	321 637	97%	2 662	78%
De 10 000 à 14 999 kWh/an	147 924	94%	146 726	95%	1 198	70%
De 15 000 à 19 999 kWh/an	49 759	65%	49 207	65%	552	37%
De 20 000 à 29 999 kWh/an	24 165	-	23 782	3%	383	-
De 30 000 à 49 999 kWh/an	4 477	-	4 330	-	147	-
De 50 000 à 99 999 kWh/an	666	-	629	-	37	-
De 100 000 à 249 999 kWh/an	25	-	18	-	7	-
De 250 000 à 499 999 kWh/an	2	-	2	-	-	-
500 000 kWh/an et plus	-	-	-	-	-	-
Total	928 310	78%	916 874	79%	11 436	47%

« Il est à noter que 17 464 clients alimentés en triphasé, dont 592 clients agricoles, devront payer une facture minimale au cours de l'année, mais seuls 257 d'entre eux, dont 27 clients agricoles, paieront une facture minimale à chaque période de consommation. »

(iv) « Comme l'objectif d'une facture minimale est de recouvrer, auprès des très petits consommateurs, davantage de coûts liés à leur abonnement, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement. »

« Les résultats montrent qu'une facture minimale touche les très petits consommateurs et ceux qui ne consomment pas durant toute l'année, et ce, peu importe le segment de clientèle dans lequel ils se trouvent. Différents scénarios de facture minimale pourraient être examinés si la Régie retenait cette avenue comme une orientation à explorer pour le prochain dossier tarifaire. » [nous soulignons]

Demandes :

54.1 La facture minimale visant, entre autres, à récupérer davantage de coûts fixes auprès de ceux qui ne consomment pas régulièrement, tel qu'énoncé au préambule (ii), veuillez quantifier et commenter l'impact potentiel de la fixation du montant de la facture à minimale à 20 \$ (monophasé) et 60 \$ (triphasé) sur les demandes d'interruption de service et d'abonnement successifs dans le but d'éviter de payer la facture minimale.

Réponse :

1 Bien qu'il ne soit pas en mesure de quantifier l'impact potentiel qu'aura
2 l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture sur les demandes
3 successives d'interruption de service et d'abonnement aux tarifs
4 domestiques, le Distributeur doute que cet impact soit significatif.

5 La redevance d'abonnement correspond déjà à un montant minimal de la
6 facture. Ainsi, même avant l'introduction d'un montant mensuel minimal de la
7 facture, les clients qui ne consomment pas au cours d'une ou de plusieurs
8 périodes de consommation ont déjà la possibilité de résilier leur abonnement
9 et d'en souscrire un autre pour contourner l'application de la redevance.

10 Il n'en demeure pas moins que les clients qui résilient leur abonnement
11 doivent accepter les conséquences d'interrompre complètement leur
12 alimentation électrique et la possibilité que le Distributeur puisse procéder au
13 retrait du compteur et du branchement du distributeur.

14 Par ailleurs, l'article 6.3 des *Conditions de service d'électricité* permet au
15 Distributeur de refuser de mettre fin à un abonnement si la demande du client
16 a pour seul but d'éviter l'application d'une modalité prévue dans les Tarifs.
17 Cette disposition est reprise à l'article 5.1.1 des nouvelles Conditions de
18 service proposées au dossier R-3964-2016. Ainsi, advenant des demandes de
19 résiliation et d'abonnement à répétition de clients, le Distributeur pourrait
20 invoquer cette disposition.

54.2 Veuillez fournir une mise à jour du portrait de la clientèle visée par la facture minimale, tel que présenté au préambule (iii), en considérant le gel de la redevance au niveau actuel. Veuillez commenter.

Réponse :

21 Le tableau R-54.2 présente l'information demandée.

TABLEAU R-54.2 :
DISTRIBUTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF D SUSCEPTIBLE DE PAYER UN MONTANT MINIMAL
DE LA FACTURE AU MOINS UNE FOIS DURANT L'ANNÉE
SELON LA STRUCTURE CIBLE
DU TABLEAU 6 DE LA PIÈCE HQD-13, DOCUMENT 2 (B-0047)

Consommation annuelle (kWh)	Tous les clients	% des clients globalement avanta-gés	Clients résidentiels	% des clients globalement avanta-gés	Clients agricoles	% des clients globalement avanta-gés
Moins de 5 000 kWh/an	265 425	0,1%	258 939	0,1%	6 486	0,1%
De 5 000 à 9 999 kWh/an	109 654	18%	107 771	18%	1 883	10%
De 10 000 à 14 999 kWh/an	41 332	60%	40 585	60%	747	24%
De 15 000 à 19 999 kWh/an	13 432	52%	13 101	53%	331	16%
De 20 000 à 29 999 kWh/an	6 742	27%	6 507	28%	235	5%
De 30 000 à 49 999 kWh/an	1 842	0%	1 736	5%	106	-
De 50 000 à 99 999 kWh/an	365	-	333	-	32	-
De 100 000 à 249 999 kWh/an	25	-	17	-	8	-
De 250 000 à 499 999 kWh/an	-	-	-	-	-	-
500 000 kWh/an et plus	-	-	-	-	-	-
Total	438 817	12%	428 989	12%	9 828	4%

1 L'introduction d'un montant minimal de la facture en considérant le maintien
2 de la redevance à son niveau actuel, plutôt que son élimination, réduit
3 considérablement le nombre de clients susceptibles de payer un montant
4 minimal de la facture au moins une fois durant l'année (438 817 clients plutôt
5 que 928 310 clients). Comme le niveau de consommation en-deçà duquel le
6 client paierait un montant minimal de la facture est plus bas, moins nombreux
7 sont les clients qui consomment sous ce seuil.

8 Toutefois, les proportions des clients globalement avanta-gés par la structure
9 cible, c'est-à-dire par l'ensemble des changements apportés au tarif D, sont
10 inférieures à celles présentées au tableau R-48.3 de la référence (iii). En effet,
11 les plus petits clients touchés par un montant minimal de la facture sont
12 globalement moins avanta-gés par la nouvelle structure cible dans laquelle est
13 maintenue la redevance. Il en est ainsi puisque, lorsqu'ils ne sont pas
14 contraints par le montant mensuel minimal de la facture, ils continuent de
15 payer la redevance en sus de leur consommation d'énergie alors que la
16 structure cible proposée initialement dans le cadre du dossier R-3980-2016,
17 laquelle est implicite au tableau R-48.3, leur permettait d'être facturés
18 uniquement sur la base de leur consommation.

54.3 Considérant que l'objectif d'une facture minimale serait de récupérer la totalité des coûts d'abonnement, tel qu'énoncé au préambule (iv), veuillez élaborer sur les mérites et les inconvénients d'établir une facture minimale en fonction d'une consommation minimale d'énergie sur une base annuelle, en considérant les 12 derniers mois par exemple.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne voit aucun mérite à une telle mesure.**
2 **D'une part, elle ne permettrait pas de rencontrer l'objectif visé, soit la**
3 **récupération, auprès de clients qui ne consomment pas ou très peu, d'un**
4 **minimum de frais associés à leur alimentation à chaque période de**
5 **consommation.**
6 **D'autre part, une telle mesure nécessiterait un suivi annuel de la**
7 **consommation et complexifierait la facturation des clients, d'autant plus**
8 **qu'elle vise une clientèle dont l'abonnement est hebdomadaire et qui est**
9 **davantage susceptible de déménager.**

Tarif DP

55. Références : (i) Pièce [B-0047](#), p. 23;
(ii) Pièce [B-0047](#), p. 31;
(iii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0076](#), p. 21;
(iv) Pièce [B-0047](#), p. 36.

Préambules :

(i) « *Un autre principe important de conception tarifaire est qu'un tarif devrait permettre aux clients d'être informés des coûts engagés pour répondre à leur demande. Dans la mesure où le tarif DP s'adresse à des clients de taille plus importante, davantage en mesure de gérer leur appel de puissance, il importe de les inciter à le faire avec un bon signal de prix.* » [nous soulignons]

(ii) « *D'une part, les clients consommant moins de 100 000 kWh par année ont des appels de puissance parmi les plus faibles, généralement inférieurs à 100 kW (voir la figure 10). Ce sont donc des clients qui bénéficient largement des 50 premiers kW sans frais. La figure 11, de même que le tableau 13, permettent de constater que certains de ces clients paient de faibles factures annuelles. Cette situation occasionne un transfert de coûts vers les autres clients du tarif DP, créant ainsi une iniquité. L'introduction d'une facturation de la puissance dès le premier kW assure que ces plus petits clients contribuent dorénavant davantage à la récupération des coûts de puissance au même titre que les autres clients, corrigeant par le fait même la situation actuelle d'iniquité.* » [nous soulignons]

(iii)

TABLEAU R-4.4 :
COÛTS PAR COMPOSANTES

Tranches de consommation (kWh-an)	Coûts par composantes (M\$)				
	Énergie	Puissance	Abonnement	Spécifique	Total
<i>en M\$</i>					
5000 et moins	33,4	55,1	129,9	17,6	236,1
100 000 et plus	43,7	45,0	4,6	0,3	93,6
<i>en ¢/kWh</i>					
5000 et moins	3,19	5,26	12,39	1,68	22,51
100 000 et plus	3,17	3,26	0,34	0,02	6,78
<i>en %</i>					
5000 et moins	14%	23%	55%	7%	100%
100 000 et plus	47%	48%	5%	0%	100%

(iv)

REVENU MOYEN PAR TRANCHE DE FU
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017

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

Demandes :

55.1 Veuillez fournir les coûts par composante des clients au tarif DP, tel que présenté au préambule (iii), pour les strates de consommation suivantes : 0 – 5 000 kWh; 5 000 – 10 000 kWh; 10 000 – 20 000 kWh; 20 000 – 30 000 kWh; 30 000 – 50 000 kWh; 50 000 – 100 000 kWh; plus de 100 000 kWh.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information demandée.**
- 2 **Le Distributeur tient à préciser que la conception de la structure des tarifs,**
- 3 **incluant celle du tarif DP, n'est pas basée sur un tel exercice. De plus, le**
- 4 **nombre d'abonnements au tarif DP n'est pas suffisant pour garantir la**
- 5 **robustesse des résultats. Par conséquent, l'hétérogénéité des clients par**

1 tranches de consommation ou de FU peut donner des résultats hautement
2 variables.

3 Le coût des composantes par tranches de consommation a été déposé dans
4 le cadre des travaux relatifs aux séances de travail du printemps 2015
5 uniquement pour l'ensemble des clients au tarif D alors en vigueur dans le
6 but, notamment, de justifier la création d'un tarif spécifique pour les clients
7 domestiques facturés en puissance.

8 En outre, cet exercice est complexe et représente une charge de travail
9 importante.

55.2 Veuillez fournir les coûts de service des clients au tarif DP pour les tranches de FU
présentées au préambule (iv). Veuillez commenter les résultats par rapport au tarif DP
cible présenté au préambule (iv).

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 55.1.**

56. Références : (i) Pièce [B-0047](#), p. 36;
(ii) Pièce [B-0047](#), p. 41.

Préambule :

(i) « Une période plus longue de déploiement de la structure cible est proposée, d'une part, afin d'accorder aux clients qui seront affectés par les modifications apportées suffisamment de temps pour qu'ils puissent prendre des mesures visant à mieux gérer leurs charges et ajuster leurs profils de consommation et, d'autre part, afin de lisser dans le temps l'impact tarifaire. »

(ii)

**TABLEAU 13 :
EXEMPLES D'ABONNEMENTS IMPACTÉS**

Cas	Portrait de la consommation							Facture annuelle DP 2017 (\$)	Avant optimisation					Après optimisation						
	Segment	Usage spécifique	Cons. annuelle (kWh)	PMA max (kW)	PMA min (kW)	FU moyen (%)	FU minimal (%)		FU maximal (%)	Facture annuelle DP cible (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Impact moyen annuel (\$)	Impact annualisé (%)	Tarif optimal	Facture annuelle tarif optimal (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Impact moyen annuel (\$)	Impact annualisé (%)
Abonnements désavantagés																				
1	résidentiel	pompe à incendie	900	86	42	0,2%	0,0%	1,0%	433 \$	3 707 \$	3 274 \$	756%	273 \$	20%	G	1 219 \$	786 \$	182%	66 \$	9%
2	agricole	ferme céréalière	5 909	54	5	7,5%	3,1%	12,9%	450 \$	3 137 \$	2 687 \$	597%	224 \$	18%	D cible	764 \$	314 \$	70%	26 \$	5%
3	agricole	pompe	1 860	71	0	0,3%	0,0%	1,4%	521 \$	1 853 \$	1 332 \$	256%	111 \$	11%	G	1 420 \$	899 \$	172%	75 \$	9%
4	agricole	élevage de porcs	13 108	105	0	14,4%	2,9%	90,7%	2 154 \$	5 902 \$	3 748 \$	174%	312 \$	9%	DP cible	5 902 \$	3 748 \$	174%	312 \$	9%
5	résidentiel	immeuble collectif	14 060	102	6	11,8%	9,2%	14,0%	2 318 \$	5 997 \$	3 679 \$	159%	307 \$	8%	G-9	5 760 \$	3 442 \$	148%	287 \$	8%
6	agricole	séchoir à grains	12 243	103	3	1,9%	0,0%	9,3%	2 457 \$	6 191 \$	3 734 \$	152%	311 \$	8%	DP cible	6 191 \$	3 734 \$	152%	311 \$	8%
7	agricole	pépinière	11 112	90	58	3,1%	0,0%	4,7%	1 590 \$	3 747 \$	2 157 \$	136%	180 \$	7%	G-9	3 368 \$	1 779 \$	112%	148 \$	6%
Abonnements neutres																				
8	agricole	ferme sans résidence	117 549	55	35	28,8%	20,5%	44,3%	9 985 \$	9 987 \$	2 \$	0%	0 \$	0%	DP cible	9 987 \$	2 \$	0%	0 \$	0%
9	résidentiel	résidence privée	90 468	51	32	28,5%	19,0%	33,4%	7 574 \$	7 568 \$	-6 \$	0%	0 \$	0%	DP cible	7 568 \$	-6 \$	0%	0 \$	0%
10	agricole	culture maraîchère	115 766	117	4	38,0%	15,0%	73,5%	10 720 \$	10 733 \$	12 \$	0%	1 \$	0%	DP cible	10 733 \$	12 \$	0%	1 \$	0%
Abonnements avantagés																				
11	agricole	poulailler	98 353	53	14	39,1%	15,2%	64,3%	8 275 \$	7 515 \$	-760 \$	-9%	-63 \$	-1%	DP cible	7 515 \$	-760 \$	-9%	-63 \$	-1%
12	résidentiel	résidence privée	145 971	53	26	48,9%	35,0%	62,3%	12 462 \$	10 467 \$	-1 996 \$	-16%	-166 \$	-1%	DP cible	10 467 \$	-1 996 \$	-16%	-166 \$	-1%
13	agricole	élevage de porcs	131 832	51	31	38,0%	33,4%	41,6%	11 207 \$	10 051 \$	-1 156 \$	-10%	-96 \$	-1%	DP cible	10 051 \$	-1 156 \$	-10%	-96 \$	-1%
14	agricole	producteur laitier	205 649	58	51	43,7%	40,4%	48,7%	17 894 \$	16 660 \$	-1 235 \$	-7%	-103 \$	-1%	DP cible	16 660 \$	-1 235 \$	-7%	-103 \$	-1%

Demande :

56.1 Veuillez donner quelques exemples de mesures que peuvent prendre les abonnés désavantagés présentés au Tableau 13 du préambule (ii), afin de mieux gérer leurs charges et ajuster leurs profils de consommation.

Réponse :

- 1 **Parmi les mesures que les clients peuvent prendre pour mieux gérer leurs**
2 **charges, le Distributeur note les exemples suivants :**
- 3 • **La planification de l'utilisation de ses équipements permettrait au client**
4 **d'éviter qu'ils fonctionnent en simultanément et, ainsi, de réduire son appel**
5 **de puissance.**
 - 6 • **L'utilisation d'un contrôleur de charges permettrait de décaler**
7 **automatiquement le démarrage de multiples équipements.**
 - 8 • **L'ajout de condensateurs pourrait permettre de corriger un facteur de**
9 **puissance insuffisant et, ainsi, réduire les kVA.**
 - 10 • **Le recours à un maître électricien ou tout autre spécialiste peut aider le**
11 **client dans ses démarches.**

57. Référence : Pièce [B-0047](#), p. 37.

Préambule :

« Outre les tarifs de base auxquels les clients domestiques ont accès, les tarifs généraux de courte durée sont aussi des options que les clients présentant un profil saisonnier peuvent envisager afin de limiter l'impact de la facturation de la puissance. »

Demande :

57.1 Veuillez élaborer et préciser les options pouvant être envisagées en fournissant quelques exemples concrets.

Réponse :

1 Par l'affirmation citée en préambule, le Distributeur tient simplement à
2 rappeler que le choix de tarif auquel le client a droit en vertu de l'article 2.4
3 des Tarifs ne se limite pas aux tarifs annuels pour usage général. Il s'étend
4 également aux tarifs de courte durée dont les dispositions sont stipulées aux
5 articles 3.5, 4.7 et 4.13.

6 Les clients domestiques qui présentent un profil saisonnier pourraient
7 économiser sur leur facture d'électricité en souscrivant un abonnement de
8 courte durée pour usage général. Toutefois, ces clients doivent être en
9 mesure d'interrompre complètement leur alimentation électrique en cours
10 d'année. Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir des exemples
11 concrets puisqu'il ne dispose pas d'information quant aux clients ayant cette
12 capacité.

Abrogation des tarifs à forfait T-1 et T-2

58. Référence : Pièce [B-0047](#), p. 52.

Préambule :

« Ces tarifs se déclinent en abonnements quotidien (T-1), hebdomadaire (T-2) et mensuel (T-3).

Le Distributeur préconise le mesurage des charges raccordées au réseau de distribution afin de facturer la consommation réelle du client au tarif approprié. Toutefois, il est d'usage dans l'industrie de procéder par estimation de la consommation dans certaines situations. Les usages visés par les tarifs à forfait sont habituellement ceux pour lesquels le mesurage n'est pas souhaité pour des raisons :

- de sécurité, comme les feux de signalisation et les panneaux réclames le long des autoroutes ;
- d'accessibilité, comme les antennes au sommet des montagnes, les blocs d'alimentation des systèmes de câblodiffusion et les panneaux réclames sur les bâtiments ;
- d'importance de la charge, comme les abribus et les cabines téléphoniques.

Comme il s'agit presque exclusivement d'usages permanents, c'est le tarif T-3 qui est actuellement appliqué. » [nous soulignons]

Demandes :

58.1 Veuillez confirmer qu'il n'y a actuellement pas d'abonnement aux tarifs à forfait T-1 et T-2 tel que souligné au préambule. Si non, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

58.2 Veuillez préciser à quelles périodes et pour quels types d'usage des clients ont eu recours aux tarifs à forfait T-1 et T-2 pour la dernière fois. Veuillez préciser pour quels types d'usage des clients ont eu recours aux tarifs à forfait T-1 et T-2 le plus souvent au cours des 5 dernières années.

Réponse :

2 **Un seul abonnement a été facturé au tarif T-1 au cours des 5 dernières**
3 **années. Le client était une municipalité et l'abonnement visait une**
4 **alimentation pour une journée de festivités en décembre.**

5 **Un seul abonnement au tarif T-2 a été facturé au cours des 5 dernières**
6 **années. Le client était une entreprise de télécommunications et l'abonnement**
7 **visait l'alimentation d'une antenne. Puisqu'il s'agissait au départ d'un usage**
8 **permanent, la facture a été initialement établie au tarif T-3. Cependant, comme**
9 **l'entreprise a retiré son antenne et résilié son abonnement 14 jours après son**
10 **raccordement, la facture a été recalculée au tarif T-2. Ainsi, si le client n'avait**
11 **pas procédé au retrait de son équipement et mis fin à son abonnement, il n'y**
12 **aurait pas eu d'abonnement au tarif T-2 au cours des 5 dernières années.**

58.3 Veuillez préciser quels sont les implications financières d'un abonnement au tarif à forfait T-3 plutôt qu'aux tarifs T-1 et T-2 pour les types d'usage identifiés à la réponse précédente.

Réponse :

13 **Le Distributeur est d'avis que les implications financières associées à**
14 **l'abrogation des tarifs T-1 et T-2 sont marginales, voire inexistantes.**

15 **D'une part, comme mentionné en réponse à la question 58.1, il n'y a aucun**
16 **abonnement actuellement aux tarifs T-1 et T-2. D'autre part, il est déjà d'usage**
17 **d'installer du mesurage lors des travaux pour une alimentation temporaire.**
18 **L'abrogation des tarifs T-1 et T-2 incitera davantage les clients à prévoir le**
19 **mesurage pour les alimentations temporaires afin d'être facturés au tarif**
20 **général applicable, plutôt qu'au tarif F.**

21 **Dans l'éventualité où le mesurage ne serait pas installé, l'impact de**
22 **l'abrogation des tarifs T-1 et T-2 dépendrait de la durée de l'abonnement**

1 temporaire. Le cas d'une alimentation temporaire d'une journée représenterait
2 l'impact le plus important. Compte tenu des tarifs au 1^{er} avril 2017, le client
3 débourserait 39,31 \$/kW de plus au tarif T-3 qu'au tarif T-1. Bien que l'impact
4 paraisse élevé, il n'est pas significatif en regard de l'ensemble des coûts que
5 le client doit déjà assumer en vertu de l'article 15.8 des *Conditions de service*
6 *d'électricité* pour obtenir une alimentation temporaire.