

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4  
DE LA RÉGIE**



**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 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**

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

1. **Références :** (i) Pièce [B-0080](#), p. 27 et 28;  
(ii) Pièce [B-0080](#), p. 29.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur présente plutôt au Tableau R-12.3, les quotes-parts réelles (2004 à 2011) et théoriques (2012 à 2015) du Distributeur du coût de retraite établi selon le référentiel comptable utilisé dans les états financiers à vocation générale d'Hydro-Québec, soit les PCGR du Canada de 2004 à 2014 et les PCGR des États-Unis en 2015. Ce tableau permet d'exclure l'effet lié au 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%

(ii) Le Distributeur présente au tableau R-12.4, l'historique des hypothèses et du coût de retraite d'Hydro-Québec pour la période 2008 à 2018.

**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 <sup>1</sup>	2011 PCGR	2012 IFRS	2013 IFRS	2014 IFRS	2015 IFRS / US GAAP <sup>2</sup>	2016 US GAAP <sup>3</sup>	2017 US GAAP <sup>4</sup>	2018 US GAAP <sup>5</sup>
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

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

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

<sup>3</sup> 116-16 (SP) = 100

<sup>4</sup> 33-11 (SP) = 22

<sup>5</sup> 75-7 (SP) = 68

### Demandes :

1.1 Veuillez présenter les écarts annuels des quotes-parts réelles (2004 à 2011 et 2016) et théoriques (2012 à 2015) du coût de retraite du Distributeur (2004 à 2016), selon le format du tableau R-12.3, pour chacun des éléments suivants :

- Coût des services rendus;
- Autres composantes.

### Réponse :

1 En complément de la note 1 du tableau E-4 de la pièce HQTD-3, document 3  
2 (B-0022) du dossier R-4009-2017, le Distributeur mentionne que le coût de  
3 retraite publié avant l'introduction du compte d'écart relatif au coût de  
4 retraite, n'était pas ajusté au réel pour les composantes relatives à la  
5 facturation interne et aux frais corporatifs.

6 Ainsi, les quotes-parts des années 2004 à 2010 ont été recalculées à 30 %  
7 pour refléter la même quote-part qu'en 2011, année où a été introduit le  
8 compte d'écart relatif au coût de retraite.

9 Le Distributeur présente les informations demandées aux tableaux R-1.1-A et  
10 R-1.1-B.

**TABLEAU R-1.1-A:**  
**ÉCARTS ANNUELS DES QUOTES-PARTS THÉORIQUES DU COÛT DES SERVICES RENDUS  
DU DISTRIBUTEUR**

	Référentiel comptable	Quote-part HQD (M\$)	Écarts Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts
2004	PCGR	68,1	-	
2005	PCGR	87,9	19,8	29%
2006	PCGR	99,3	11,4	13%
2007	PCGR	100,8	1,5	2%
2008	PCGR	85,5	(15,3)	-15%
2009	PCGR	48,6	(36,9)	-43%
2010	PCGR	68,1	19,5	40%
2011	PCGR	84,5	16,4	24%
2012	PCGR	98,4	13,9	16%
2013	PCGR	111,7	13,3	14%
2014	PCGR	97,2	(14,5)	-13%
2015	US GAAP	117,2	20,0	21%
2016	US GAAP	112,4	(4,8)	-4%

**TABLEAU R-1.1-B:**  
**ÉCARTS ANNUELS DES QUOTES-PARTS THÉORIQUES DES AUTRES COMPOSANTES DU  
COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR**

	Référentiel comptable	Quote-part HQD (M\$)	Écarts Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts
2004	PCGR	(66,9)	-	
2005	PCGR	(32,1)	34,8	52%
2006	PCGR	(13,5)	18,6	58%
2007	PCGR	(13,2)	0,3	2%
2008	PCGR	(45,0)	(31,8)	-241%
2009	PCGR	(29,9)	15,1	34%
2010	PCGR	(61,8)	(31,9)	-107%
2011	PCGR	(47,5)	14,3	23%
2012	PCGR	(65,2)	(17,7)	-37%
2013	PCGR	(33,6)	31,6	48%
2014	PCGR	(24,8)	8,8	26%
2015	US GAAP	(34,8)	(10,0)	-40%
2016	US GAAP	(85,9)	(51,0)	-147%

1 À la lumière des informations aux tableaux R-1.1-A et R-1.1-B, le Distributeur  
2 réitère que le coût des services rendus et les autres composantes ne peuvent  
3 s'inscrire dans une formule d'indexation de type I-X.

1.2 Veuillez réviser le tableau R-12.4 en indiquant les données théoriques (2012 à 2015), afin d'exclure l'effet lié au basculement aux Normes internationales d'information financière (IFRS).

Réponse :

4 Le Distributeur présente les informations demandées dans le tableau R-1.2.

**TABLEAU R-1.2 :**  
**HISTORIQUE DES HYPOTHÈSES ET DU COÛT DE RETRAITE D'HYDRO-QUÉBEC**  
**ET QUOTE-PART DU DISTRIBUTEUR**

	Données réelles et quotes-parts du Distributeur théoriques pour les années 2012 à 2015										Année de base	Année témoin
	2008 PCGR <sup>1</sup>	2009 PCGR <sup>1</sup>	2010 PCGR <sup>1</sup>	2011 PCGR	2012 PCGR <sup>2</sup>	2013 PCGR <sup>2</sup>	2014 PCGR <sup>2</sup>	2015 US GAAP <sup>2</sup>	2016 US GAAP <sup>2</sup>	2017 US GAAP <sup>2</sup>	2018 US GAAP <sup>2</sup>	
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%	6,75%	6,75%	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	109	265	257	310	100	22	68	
Quote-part du Distributeur (M\$)	50,4	25,7	18,4	37,0	33,2	78,1	72,4	82,4	26,5	5,9	18,6	

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

<sup>2</sup> L'amortissement du coût des services passés a été retiré pour ces années.

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

Préambule :

« 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. » [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez indiquer si par exemple en 2016, une baisse de 1 % du taux d'actualisation du passif (de 4,00 % à 3,00 %) pourrait entraîner une hausse de près de 300 M\$ du coût

de retraite d'Hydro-Québec (dont une quote-part de 29 % ou 87 M\$ pour le Distributeur). Veuillez fournir le montant du passif du régime d'Hydro-Québec pour l'année 2016. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur le confirme. En vertu des analyses de sensibilité effectuées en**  
2 **2015, une baisse projetée de 1 % du taux d'actualisation du passif du régime**  
3 **de retraite d'Hydro-Québec, soit l'obligation au titre des prestations projetées,**  
4 **établi en date du 31 décembre 2015, aurait pu entraîner une hausse de près de**  
5 **300 M\$ du coût de retraite d'Hydro-Québec de 2016.**

6 **La courbe des taux d'intérêt au 31 décembre 2015 est utilisée pour établir le**  
7 **coût de retraite d'Hydro-Québec de 2016. Le tableau R-2.1 détaille les analyses**  
8 **de sensibilité mensuelles effectuées en 2015 pour évaluer l'impact sur le coût**  
9 **de retraite d'Hydro-Québec de 2016 d'une baisse de 1 % du taux**  
10 **d'actualisation.**

11 **L'obligation au titre des prestations projetées du régime de retraite**  
12 **d'Hydro-Québec était de 23 126 M\$ au 31 décembre 2015 avec un taux**  
13 **d'actualisation de 3,89 %. Une baisse de 1 % du taux d'actualisation à cette**  
14 **date aurait un effet à la hausse sur l'obligation.**

**TABLEAU R-2.1 :****ANALYSES DE SENSIBILITÉ MENSUELLES DU COÛT DE RETRAITE D'HYDRO-QUÉBEC DE  
2016 EFFECTUÉES EN 2015 AVEC UNE BAISSSE DE 1 % DU TAUX D'ACTUALISATION (M\$)**

Date	Impact sur le coût de retraite de 2016
2015-01-31	+360
2015-02-28	+359
2015-03-31	+355
2015-04-30	+338
2015-05-31	+337
2015-06-30	+319
2015-07-31	+338
2015-08-31	+319
2015-09-30	+313
2015-10-31	+301
2015-11-30	+308
Moyenne	+332

15 **Ainsi, les analyses de sensibilité mensuelles montraient une hausse du coût**  
16 **de retraite d'Hydro-Québec de 2016 d'en moyenne 332 M\$ pour une baisse**  
17 **projetée du taux d'actualisation de 1 %.**

2.2 Veuillez indiquer si par exemple en 2016, une baisse de 10 % du taux de rendement de l'actif (de 6,50 % à 5,85 %) pourrait entraîner une hausse de près de 200 M\$ du coût de retraite d'Hydro-Québec (dont une quote-part de 29 % ou 58 M\$ pour le Distributeur). Veuillez fournir le montant de l'actif du régime d'Hydro-Québec pour l'année 2016. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

1 Le Distributeur tient à clarifier que les analyses de sensibilité effectuées font  
2 plutôt varier la projection du rendement de l'actif du régime de retraite. Cette  
3 variation entraîne une fluctuation de +/- 10% du montant de l'actif du régime  
4 de retraite sur lequel est calculé le rendement prévu de l'actif (6,50 %) qui a un  
5 impact sur le coût de retraite.

6 Pour établir le coût de retraite d'Hydro-Québec de 2016, la valeur de l'actif au  
7 31 décembre 2015 est utilisée. Le tableau R-2.2 détaille les analyses de  
8 sensibilité mensuelles effectuées en 2015 pour évaluer l'impact sur le coût de  
9 retraite d'Hydro-Québec de 2016 d'une baisse de 10 % de la valeur de l'actif du  
10 régime de retraite.

11 La juste valeur de l'actif du régime de retraite d'Hydro-Québec était de  
12 22 243 M\$ au 31 décembre 2015.

13 En vertu des analyses de sensibilité effectuées en 2015, une baisse projetée  
14 de 10 % de la valeur de l'actif du régime de retraite d'Hydro-Québec établie en  
15 date du 31 décembre 2015 aurait pu entraîner une hausse de près de 200 M\$  
16 du coût de retraite d'Hydro-Québec de 2016.

**TABLEAU R-2.2 :**  
**ANALYSES DE SENSIBILITÉ MENSUELLES DU COÛT DE RETRAITE D'HYDRO-QUÉBEC DE**  
**2016 EFFECTUÉES EN 2015 AVEC UNE BAISSSE DE 10 % DE LA VALEUR DE L'ACTIF DU**  
**RÉGIME DE RETRAITE D'HYDRO-QUÉBEC (M\$)**

Date	Impact sur le coût de retraite de 2016
2015-01-31	+181
2015-02-28	+184
2015-03-31	+147
2015-04-30	+145
2015-05-31	+197
2015-06-30	+192
2015-07-31	+198
2015-08-31	+191
2015-09-30	+189
2015-10-31	+192
2015-11-30	+193
Moyenne	+183



1            **Ainsi, en moyenne, les analyses de sensibilité mensuelles montraient une**  
2            **hausse de 183 M\$ du coût de retraite d'Hydro-Québec de 2016 pour une**  
3            **baisse projetée de l'actif du régime de retraite d'Hydro-Québec de 10 %.**

### **TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF**

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0017](#), p. 19;  
(ii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-12, document 1](#), p. 36.

#### **Préambule :**

(i) « *Hydro-Québec prévoit emprunter des montants de 1,5 G\$ pour 2017 et de 1,0 G\$ pour 2018 et n'anticipe aucun rachat d'emprunt au cours de cette même période.* »

« *En 2016, la part de la dette totale d'Hydro-Québec (dette et swaps) à taux d'intérêt variable s'est située à 17,7 % sur la base d'une moyenne de 13 mois.*

*Hydro-Québec retient l'hypothèse pour 2018 d'une composition de financement pour les nouvelles émissions entièrement en obligations à taux fixe de 30 ans. Avec cette hypothèse, la part de la dette à taux variable devrait être de l'ordre de 15 % en moyenne pour 2018 compte tenu de la composition des dettes et swaps venant à échéance au cours de la période 2016 à 2018. Cette proportion pourrait toutefois fluctuer selon les conditions de marché. Pour l'année de base 2017, Hydro-Québec prévoit des émissions entièrement en obligations à taux fixe de 30 ans.* »

(ii) « *Le coût moyen de la dette a été révisé à 6,276 % en décembre 2015, comme le veut la procédure (voir le tableau 1 de la pièce HQD-4, document 3.3 (B-0132)). Cette révision reflète, entre autres, un ajustement de la stratégie de financement de l'entreprise. En effet, cette stratégie ajustée prévoyait des émissions de 2 G\$ à taux fixe d'une durée de 3 ans au cours de l'année 2016, soit une émission de 500 M\$ en mai, une autre de 500 M\$ en août et une troisième de 1 G\$ en novembre.* »

#### **Demande :**

- 3.1 Veuillez préciser si la stratégie de financement de l'entreprise a été révisée par rapport à celle présentée au préambule (i). Si oui, veuillez mettre à jour la stratégie présentée au préambule (i).

#### **Réponse :**

4            **Conformément à la décision D-2014-034, une mise à jour du coût de la dette**  
5            **pour l'année 2018 sera déposée à la Régie au début du mois de décembre**  
6            **prochain. Cette révision tiendra compte de la dette existante et des**

1 hypothèses de financement en date du 31 octobre. Les paramètres financiers  
2 utilisés seront établis à partir du Consensus Forecast de novembre 2017.

3 Dans le cadre de cette mise à jour, les hypothèses de financement en date du  
4 31 octobre seront décrites dans une nouvelle section du document de mise à  
5 jour. Par ailleurs, si la stratégie de financement de l'entreprise venait à  
6 changer, ces changements seraient alors indiqués dans cette mise à jour.

## COÛTS ÉVITÉS

4. Références :
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 8;
  - (ii) Pièce [B-0092](#), p. 9;
  - (iii) Pièce [B-0022](#), p. 18;
  - (iv) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0024](#), p. 18;
  - (v) Pièce B-0019, p. 5;
  - (vi) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0021](#), p. 5.

### Préambule :

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

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

(ii) « Le signal de coût évité en énergie est une annuité calculée à partir de la moyenne des prix à terme sur le marché de New York pour les mois d'hiver, auxquels s'ajoutent des frais de sortie du marché de New York, des frais de courtage et des frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre. »

(iii) Tableau A-1 : Prix des achats d'énergie de court terme prévu de 6,7 ¢/kWh en 2018.

(iv) Tableau A-1 : Prix des achats d'énergie de court terme de 8,54, 9,04 et 7,30 ¢/kWh en 2015, 2016 et 2017

(v) « Pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation);  
À compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité est de 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation). »

(vi) « Pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2016, indexé à l'inflation);

À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité est de 108 \$/kW-an (\$ 2016, indexé à l'inflation). »

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez justifier et élaborer sur le fait que le signal de coût évité en énergie établi sur les prix à terme d'une période de 10 ans connaisse des variations relatives bien plus importantes (de 6,3 à 5,2 ¢/kWh entre 2017 et 2018) que le prix des achats de court terme anticipés d'une année à l'autre (de 7,3 à 6,7 ¢/kWh entre 2017 et 2018).

**Réponse :**

1           Le Distributeur explicite ci-dessous les écarts de prix présentés dans la  
2           question. Il propose également de revenir sur sa méthodologie des coûts  
3           évités de fourniture ainsi que sur leur application.

4           **Coût évité en énergie**

5           ***Méthodologie***

6           D'une part, les prix à terme sont la meilleure estimation disponible de la valeur  
7           de l'énergie sur les marchés limitrophes. Pour cette raison, ils ont été retenus  
8           comme signal du coût évité à court terme. Les prix à terme de l'électricité sur  
9           le marché de New York sont en général disponibles pour une période de deux  
10          à quatre années. Au-delà de cet horizon, la prévision des prix de l'électricité  
11          est basée sur la croissance des prix à terme du gaz naturel.

12          Afin d'atténuer la volatilité du signal du coût évité, le Distributeur collecte les  
13          prix à terme sur les douze derniers mois et calcule un prix moyen basé  
14          uniquement sur les mois d'hiver. Par la suite, le Distributeur ramène les prix  
15          annuels en annuité croissante afin d'obtenir un indicateur stable et « lissé ».

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

21          Dans le cas présent, la tendance actuelle à la baisse des prix de l'électricité se  
22          reflète davantage sur une période de 10 ans que sur quelques heures en  
23          pointe d'une année sur l'autre.

24          Quant au signal de coût évité en énergie de long terme, le Distributeur se base  
25          sur sa connaissance la plus précise possible de la valeur de l'énergie garantie  
26          pour 8 760 heures. La meilleure approximation dont il dispose actuellement  
27          pour ce type de produit est l'annuité croissante obtenue à la suite de son  
28          quatrième appel d'offres d'énergie éolienne. L'annuité croissante est  
29          constituée de la valeur de l'énergie à laquelle s'ajoutent le coût pour

1 l'intégration au réseau de transport et la valeur de l'entente d'intégration,  
2 laquelle permet de garantir cette énergie pendant 8 760 heures.

3 Cependant, comme le prix de l'énergie éolienne tend à diminuer et que  
4 l'émergence des nouvelles technologies de production pourrait également  
5 avoir un impact à la baisse sur la valeur du prix de l'énergie, le Distributeur  
6 évalue la possibilité de réviser son signal de long terme.

7 *Utilisation du coût évité en énergie dans les analyses économiques*

8 Le Distributeur porte toujours un jugement sur la façon d'appliquer les coûts  
9 évités en énergie. De façon générale, lorsqu'il s'agit de programmes de  
10 masse, comprenant des mesures génériques associées à des usages  
11 spécifiques, il est adéquat d'utiliser les coûts évités déjà calculés par usages  
12 et catégories de consommateurs, présentés à l'annexe A de la pièce HQD-4,  
13 document 4 (B-0019). Ces coûts sont utilisés, par exemple, pour les analyses  
14 économiques des programmes d'économie d'énergie.

15 Lorsque le Distributeur évalue des projets ou programmes spécifiques ou  
16 plus particuliers, il utilise les hypothèses et les variables les plus précises  
17 dont il dispose. Ainsi, pour évaluer la rentabilité du programme Conversion à  
18 l'électricité, il a généralisé à tout le potentiel commercial le comportement de  
19 cas types de clients en utilisant les coûts évités associés à la consommation  
20 avant et après conversion de ces cas types.

21 De façon générale, dans ses analyses économiques, le Distributeur utilise la  
22 méthode d'attribution de la valeur de l'énergie d'hiver sur l'ensemble des  
23 2 904 heures de la période. Compte tenu du contexte énergétique actuel (soit  
24 des besoins d'énergie sur les marchés pour un nombre d'heures limité), une  
25 façon plus précise serait d'attribuer la valeur de l'énergie d'hiver seulement  
26 pour les heures pendant lesquelles le Distributeur réalise des achats de court  
27 terme. Le Distributeur procède de cette façon pour la simulation de la  
28 neutralité du tarif de développement économique et pour établir le prix de  
29 l'option d'électricité additionnelle et du tarif de relance industrielle proposé,  
30 lesquels visent des clients spécifiques dans des cas bien précis. Cette  
31 approche a également été présentée comme analyse de sensibilité dans le  
32 dossier R-4000-2017 afin de démontrer la robustesse de la rentabilité du  
33 programme Conversion à l'électricité.

34 Quant à l'incertitude relative à la valeur du coût évité de l'énergie de long  
35 terme, celle-ci est prise en compte par la réalisation d'analyses de sensibilité.

1            **Coût évité en puissance**

2            ***Methodologie***

3            Comme pour l'énergie, la valeur de la puissance sur les marchés limitrophes  
4            (le marché de l'UCAP) constitue la meilleure approximation du coût de la  
5            puissance de court terme. La quantité de puissance qu'il est possible  
6            d'acquérir sur ce marché est toutefois limitée par la profondeur de celui-ci et  
7            la capacité des interconnexions. Une fois cette limite atteinte, le Distributeur  
8            doit acquérir cette puissance par un moyen de production situé au Québec  
9            (appels d'offres). La meilleure approximation de cette valeur est l'annuité  
10           croissante issue du dernier appel d'offres de puissance du Distributeur. Il  
11           s'agit alors du coût évité de puissance de long terme.

12           ***Utilisation du coût évité en puissance dans les analyses économiques***

13           Dans le cadre de la mesure de la valeur économique d'un programme  
14           d'énergie (efficacité énergétique, Conversion à l'électricité) ou d'une mesure  
15           tarifaire (par exemple le tarif de développement économique), le Distributeur  
16           alloue le coût évité de la puissance sur l'horizon d'analyse selon sa valeur  
17           annuelle.

18           Afin de se doter de tous les moyens pour équilibrer son bilan de puissance, le  
19           Distributeur a développé le programme *GDP Affaires*. Sachant que le  
20           déploiement du plein potentiel d'un programme commercial peut prendre  
21           quelques années, le Distributeur a mis en place le programme de GDP en  
22           2015, alors que son bilan énergétique indiquait que les besoins en puissance  
23           de long terme se matérialisaient dès 2019. À l'heure actuelle, le Distributeur  
24           compte sur ce moyen pour obtenir à terme au moins 300 MW de puissance  
25           garantie ferme. Ce moyen est moins coûteux qu'un appel d'offres et présente  
26           de plus l'avantage d'être plus flexible qu'un engagement ferme de long terme.

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

36           C'est pour toutes ces raisons qu'aux fins de l'estimation de la valeur  
37           économique du programme *GDP Affaires*, le Distributeur utilise dès la  
38           première année d'analyse le coût évité en puissance de long terme de  
39           106 \$/kW-an (\$2015).

1 **Conclusion sur l'utilisation du coût évité en énergie et en puissance dans les**  
2 **analyses économiques**

3 L'exemple du programme *GDP Affaires* permet de constater que le  
4 Distributeur utilise les signaux de coûts évités comme des balises qui lui  
5 permettent de gérer et d'optimiser son portefeuille de moyens pour équilibrer  
6 son bilan offre demande, en énergie comme en puissance.

7 Les analyses de sensibilité sur les variables clés des différents programmes,  
8 mesures tarifaires ou projets d'investissement que le Distributeur envisage ou  
9 analyse (en particulier la recherche du point mort) sont des outils puissants  
10 qui lui permettent de poser un jugement sur les risques que les projets et ou  
11 les programmes engendrent sur son équilibre énergétique.

12 C'est aussi, compte tenu de cette évolution constante de son équilibre offre  
13 demande et de la valeur des moyens qu'il doit déployer (reflétés par les coûts  
14 évités), que le Distributeur inclut dans son portefeuille de moyens des  
15 programmes commerciaux et des options tarifaires, qui sont plus flexibles et  
16 plus faciles d'ajustement que des appels d'offres de long terme.

4.2 Veuillez expliquer comment le signal des coûts évités peut aider à la prise de décisions de long terme si celui en énergie peut connaître des variations de 20 % d'une année à l'autre, et celui en puissance, une hausse de 400 % à une échéance pouvant varier de 5 ans d'une année à l'autre.

**Réponse :**

17 Afin de prendre en compte les différentes incertitudes pouvant affecter ses  
18 programmes, le Distributeur procède par analyses de sensibilité et recherches  
19 du point mort. Cette approche permet de s'assurer de la robustesse des  
20 décisions. À titre d'exemple, dans le cas du programme Conversion à  
21 l'électricité, le Distributeur a mesuré l'impact du devancement du signal de  
22 long terme en puissance sur le TNT du Programme, ce qui lui a permis de  
23 conclure que ce dernier demeurerait rentable.

5. **Références :** (i) Pièce [B-0019](#), p. 9 et suivantes;  
(ii) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0022](#), p. 13 et 9.

**Préambule :**

- (i) Annexe A : Coûts évités par usages et par catégories de clients
- (ii) À la Régie qui lui demande pourquoi il n'utilise pas les coûts évités pour l'usage « chauffage des locaux » des clients au tarif M dans son analyse économique du programme

de conversion à l'électricité alors que celui-ci ciblait alors cet usage pour cette clientèle, le Distributeur explique :

*« Les coûts d'approvisionnement additionnels sont des coûts évités et ont été calculés en appliquant la méthodologie approuvée<sup>1</sup> et utilisée dans les précédents dossiers tarifaires.*

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

**Demande :**

5.1 Veuillez expliquer dans quel contexte et à quelles occasions le Distributeur utilise les données de l'Annexe A mentionnée en référence (i)

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 4.1.**

2 **Le Distributeur mentionne en outre que les coûts évités présentés dans le**  
3 **dossier R-4000-2017 étaient similaires aux coûts évités de l'usage chauffage**  
4 **des clients au tarif M de la référence (i).**

**BASE DE TARIFICATION**

6. **Références :** (i) Pièce [B-0080](#), p. 92, tableau R-37.1-B;  
(ii) Pièce [B-0080](#), p. 94, tableau R-37.1-C.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau R-37.1-B, les écarts des immobilisations en exploitation mises en service en 2016, 2017 et 2018.

(ii) Le Distributeur présente au tableau R-37.1-C, les écarts des autres actifs mis en service en 2016, 2017 et 2018.

**Demandes :**

6.1 Veuillez déposer le tableau R-37.1-B en ajoutant les données de l'année de base 2017 et expliquer les écarts entre les données de l'année de base 2017 et celles reconnues en 2017.

**Réponse :**

5 **Le Distributeur présente l'information demandée au tableau R-6.1.**

**TABLEAU R-6.1 :  
IMMOBILISATIONS EN EXPLOITATION MISES EN SERVICE EN 2016, 2017 ET 2018 (M\$)**

	Année historique 2016	2017			2018		
		D-2017-022	Année de base	Écart	Année témoin 2018	Écart avec	
						D-2017-022	Année historique 2016
<b>Immobilisations en exploitation</b>							
<b>Projets &gt; 10 M\$</b>	<b>99,0</b>	<b>64,3</b>	<b>93,3</b>	<b>29,0</b>	<b>92,1</b>	<b>27,8</b>	<b>(6,9)</b>
Construction de la centrale thermique d'Akulivik	0,8		0,2	0,2			(0,8)
Réaménagement de l'échangeur Dorval		1,0	0,3	(0,7)	3,9	2,9	3,9
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)	0,4		9,9	9,9			(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	4,0	2,8	0,3	(0,9)	(2,2)
Poste de Saint-Jérôme					36,8	36,8	36,8
Poste de Charlesbourg	0,6	1,6	1,7	0,1		(1,6)	(0,6)
Poste de Limoilou	8,4		4,2	4,2		-	(8,4)
Poste de Port-Daniel	0,1	5,1		(5,1)	0,5	(4,6)	0,4
Poste Charland	0,3	4,6	9,8	5,2		(4,6)	(0,3)
Poste Bélanger	5,2	6,0	6,0		2,7	(3,3)	(2,5)
Poste Henri-Bourassa	5,8	7,6	7,6		13,0	5,4	7,2
Poste Fleury	0,1	6,0	6,0		3,1	(2,9)	3,0
Poste Duchesnay	1,9			7,1			(1,9)
Poste de Baie-Saint-Paul	0,1	10,0	12,5	2,5	5,6	(4,4)	5,5
Poste d'Adamsville	7,9	2,0	8,2	6,2		(2,0)	(7,9)
Poste Saint-Jean	0,4	3,8	3,8		5,1	1,3	4,7
Poste Saint-Patrick		3,8	3,8			(3,8)	
Poste de Saint-Georges			2,6	2,6	14,5	14,5	14,5
Poste De Lorimier	0,2	5,6	5,6		6,6	1,0	6,4
Raccordement du village de La Romaine		6,0		(6,0)		(6,0)	
<b>Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'art. 73</b>	<b>14,8</b>	<b>12,0</b>	<b>12,0</b>		<b>12,0</b>		<b>(2,8)</b>
Programme d'enfouissement	14,8	12,0	12,0		12,0		(2,8)
<b>Projets &lt; 10 M\$</b>	<b>507,3</b>	<b>510,0</b>	<b>553,7</b>	<b>43,7</b>	<b>530,6</b>	<b>20,6</b>	<b>23,3</b>
Bâtiments	20,7	30,2	32,2	2,0	31,6	1,4	10,9
Matériel roulant	15,1	30,2	38,5	8,3	35,2	5,0	20,1
Autres	471,5	449,6	483,0	33,4	463,8	14,2	(7,7)
<b>Total - MES</b>	<b>621,1</b>	<b>586,3</b>	<b>659,0</b>	<b>72,7</b>	<b>634,7</b>	<b>48,4</b>	<b>13,6</b>

1 Les mises en service de l'année de base sont supérieures à celles reconnues  
2 pour 2017 de 72,7 M\$. De façon générale, le Distributeur rappelle qu'en cours  
3 d'année, il réévalue régulièrement la planification de l'ensemble des travaux à  
4 réaliser sur son réseau en fonction des nouvelles réalités, de ses priorités, de  
5 l'évolution des besoins du réseau et de la force de travail disponible totale.  
6 Néanmoins, le Distributeur apporte les précisions suivantes :

7 **Projets supérieurs à 10 M\$ (+29 M\$)**

- 8 • En 2017, finalisation des mises en service des équipements liés au  
9 projet CATVAR (9,9 M\$), qui a pris fin en 2016<sup>1</sup> ;
- 10 • Mises en service liées aux postes Charland (5,2 M\$) et d'Adamsville  
11 (6,2 M\$), initialement prévues en 2018 et devancées en 2017 ;
- 12 • Mise en service du poste Duchesnay (7,1 M\$), initialement prévue en  
13 2016 et reportée en 2017.

<sup>1</sup> Rapport annuel 2016, pièce HQD-6, document 15, page 5.



1                    **Matériel roulant (8,3 M\$)**

- 2                    • L'écart s'explique principalement par les délais de livraison du matériel  
3                    roulant constatés en 2016, lesquels ont entraînés un report des mises  
4                    en service en 2017.

5                    **Autres (33,4 M\$)**

- 6                    • Impact des modifications à l'ASC 715

7                    Les mises en service de l'année de base intègrent un montant de  
8                    19,2 M\$<sup>2</sup> lié aux modifications prévues à l'ASC 715.

- 9                    • Mesurage et relève

10                    La hausse dans les mises en service liées aux activités de Mesurage et  
11                    relève découle de l'augmentation prévue de 18,1 M\$ entre les  
12                    investissements de l'année de base et ceux de l'année reconnue.  
13                    Comme mentionné à la pièce HQD-9, document 5<sup>3</sup>, cette hausse  
14                    s'explique notamment par :

- 15                    ○ une augmentation du volume prévu de compteurs installés dans  
16                    des lieux difficiles d'accès ainsi qu'une proportion plus élevée  
17                    que prévue de compteurs visant la clientèle d'affaires par rapport  
18                    à celui pour la clientèle résidentielle ;  
19                    ○ une proportion plus élevée que prévue de compteurs neufs  
20                    installés par rapport aux compteurs récupérés.

6.2 Veuillez déposer le tableau R-37.1-C en ajoutant les données de l'année de base 2017 et expliquer les écarts entre les données de l'année de base 2017 et celles reconnues en 2017.

**Réponse :**

21                    **Le Distributeur dépose le tableau R-37.1-C révisé afin d'ajouter les données de**  
22                    **l'année de base ainsi que les écarts entre les données de l'année de base**  
23                    **2017 et celles reconnues pour 2017.**

---

<sup>2</sup> Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignement n° 2 de la Régie, à la pièce HQD-15, document 1.2 (B-0065), tableau R-3.1B, page 11.

<sup>3</sup> HQD-9, document 5 (B-0037), page 11.

**TABLEAU R-6.2-A :  
AUTRES ACTIFS MIS EN SERVICE EN 2016, 2017 ET 2018 (M\$)**

	Année historique 2016	2017			2018		
		D-2017-022	Année de base	Écart	Année témoin	Écart avec	
						D-2017-022	Année historique 2016
<b>Autres actifs</b>							
Interventions, programmes et activités en efficacité énergétique	50,3	85,0	65,0	(20,0)	85,0		34,7
Programme Conversion à l'électricité			10,2	10,2	40,8	40,8	40,8
Contributions à des projets de raccordement	215,5	30,3	7,5	(22,8)	159,1	128,8	(56,4)
Projets en croissance du Transporteur	216,6	18,9		(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	7,5	(3,9)	5,5	(5,9)	6,6
Autres actifs réglementaires	6,2	4,9	7,6	2,7	2,2	(2,7)	(4,0)
<b>Total - MES</b>	<b>272,0</b>	<b>120,2</b>	<b>90,3</b>	<b>(29,9)</b>	<b>287,1</b>	<b>167,0</b>	<b>15,2</b>

Ainsi, les mises en service de l'année de base sont inférieures à celles reconnues pour 2017 de 29,9 M\$. Cette diminution s'explique comme suit :

- Interventions en efficacité énergétique

Comme mentionné à la pièce HQD-10, document 1 (B-0041)<sup>4</sup>, l'écart entre l'année de base et celle reconnue s'explique essentiellement par le report du programme *Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau* au marché Résidentiel.

- Programme Conversion à l'électricité

L'écart s'explique par les mises en service que le Distributeur prévoyait effectuer dans le cadre du programme dans l'année de base 2017, alors que ce programme ne faisait pas partie des montants autorisés.

- Contributions à des projets de raccordement

L'écart entre l'année de base et celle reconnue s'explique principalement par le report des mises en service de projets en croissance du Transporteur de 2016 à 2017.

En effet, les mises en service des contributions liées aux postes de Saint-Louis, de Saint-Jérôme, Adélar-Godbout et de Limbour, initialement prévues pour 2016<sup>5</sup>, ne s'effectueront qu'en 2017, annulant ainsi la contribution initialement prévue de 18,9 M\$.

Les tableaux R-6.2-B et R-6.2-C présentent respectivement les projets de croissance du Transporteur pour l'année de base 2017 et l'année reconnue.

<sup>4</sup> HQD-10, document 1 (B-0041), page 5.

<sup>5</sup> Dossier R-3980-2016, pièce HQD-9, document 7 (B-0042), tableau 14, page 24.

**TABLEAU R-6.2-B :**  
**PROJETS DE CROISSANCE DU TRANSPORTEUR – ANNÉE DE BASE 2017 (M\$)<sup>6</sup>**

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Montant maximal d'allocation du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2017	Écart entre le montant maximal d'alloc. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2011-032	Nouveau poste Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV			0,0	(0,0)
D-2011-120	Renforcement réseau alim. parc industriel de Bécancour			0,0	(0,0)
D-2012-018	Nouvelle ligne 120 kV Chaudière - Saint-Agapit			0,0	(0,0)
D-2012-061	Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figury			(1,8)	1,8
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne			27,2	(27,2)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice			0,4	(0,4)
D-2014-050	Reconstruction poste De Lorimier à 315-25 kV	72,8	46,7	79,8	(33,0)
D-2014-068	Poste Abitibi à 735-315 kV - remplac. transformateurs			0,3	(0,3)
D-2014-115	Poste St-Louis - conversion à 120-25 kV	37,0	23,8	11,9	11,9
D-2015-008	Nouveau poste St-Jérôme à 120-25 kV	142,0	91,2	75,0	16,1
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges			37,5	(37,5)
-25 M\$	Poste Grand-Pré à 120-25 kV - ajout 3e transformateur	6,7	4,3	13,0	(8,7)
-25 M\$	Poste Adélarde-Godbout à 120-25 kV - ajout 3e transform.	59,4	38,2	15,8	22,3
-25 M\$	Poste Limbour à 120-25 kV - ajout 3e transformateur	45,4	29,2	10,8	18,4
-25 M\$	Poste Gamelin à 120-25 kV - rempl. 8 disjoncteur 25 kV	13,9	8,9	0,9	8,0
-25 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - ArcelorMittal - Notre-Dame > modification			1,6	(1,6)
-25 M\$	Poste Plouffe à 120-25 kV - ajout 6e transformateur	40,0	25,7	9,0	16,6
-25 M\$	Poste Blainville à 315-25 kV - ajout 3e transformateur	69,3	44,5	15,5	29,0
-25 M\$	Némaska Lithium - raccordement projet Whabouchi	9,0	5,4	5,4	0,0
-25 M\$	Hypertec - raccordement	38,0	22,7	6,9	15,8
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	27,3	15,6	2,9	12,7
	<b>Total</b>	<b>560,9</b>	<b>356,1</b>	<b>312,3</b>	<b>43,8</b>
<b>Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien</b>					<b>N/A</b>
<b>Contribution requise du Distributeur</b>					<b>N/A</b>

**TABLEAU R-6.2-C:**  
**PROJETS DE CROISSANCE DU TRANSPORTEUR – ANNÉE RECONNUE 2017 (M\$)<sup>7</sup>**

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - mars 2016	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2014-050	Reconstruction du poste satellite De Lorimier à 315-25 kV	64,9	38,7	71,7	(33,0)
D-2014-068	Poste source d'Abitibi - rempl. des transformateurs	-	-	0,0	(0,0)
D-2012-061	Renforcement d'Abitibi ph. 1 - Poste de Figury	-	-	0,0	(0,0)
R-3966-2016	Nouvelle ligne à 120 kV Langlois Vaudreuil-Soulanges	-	-	44,1	(44,1)
C.A. 15 avril 2016	Renf. rés. régional de Sherbrooke + croissance réseau existant d'Hydro-Sherbrooke	-	-	0,0	(0,0)
-25 M\$	Poste satellite de Grand-Pré - ajout du 3e transformateur	7,0	4,2	17,3	(13,1)
-25 M\$	Ligne Boucherville-Du Tremblay-ArcelorMittal-N-Dame	-	-	2,3	(2,3)
-25 M\$	Poste satellite Plouffe - ajout du 6e transformateur	43,3	25,9	8,7	17,2
-25 M\$	Poste satellite de Blainville - ajout du 3e transformateur	92,0	54,9	16,0	38,9
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	41,0	24,5	3,9	20,5
	<b>Total</b>	<b>248,2</b>	<b>148,2</b>	<b>164,1</b>	<b>(15,9)</b>
<b>Plus 19 % pour les frais d'exploitation et d'entretien</b>					<b>(3,0)</b>
<b>Contribution requise du Distributeur</b>					<b>18,9</b>

<sup>6</sup> HQD-9, document 7 (B-0037), tableau 16, page 26.

<sup>7</sup> Dossier R-3980-2016, pièce HQD-9, document 7 (B-0042), tableau 15, page 24.

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

7. **Référence :** Pièce [B-0040](#), p. 21.

**Préambule :**

« Dans sa décision D-2014-086<sup>8</sup>, la Régie autorise la création d'un compte d'écart hors base afin d'y comptabiliser un montant correspondant à celui du passif financier lié à l'application de l'IAS 39 Instruments financiers : comptabilisation et évaluation aux amendements à l'Entente de suspension des livraisons de la centrale TCE, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif. Ce faisant, elle reconnaît la récupération sur une base annuelle des coûts associés à cette entente, conformément aux montants facturés.

*Bien que la Régie ait autorisé un compte identifié en tant que « compte d'écart », le Distributeur constate que, de par sa nature, le compte autorisé s'apparente davantage à un actif réglementaire. Créé pour comptabiliser le montant correspondant à celui du passif financier, il permet la récupération annuelle des coûts conformément aux montants facturés. Il ne s'agit donc pas d'un mécanisme permettant la récupération de coûts imprévus lors de la fixation des tarifs mais bien d'un dispositif permettant de constater des charges lors d'exercices financiers subséquents.*

*Pour cette raison, le Distributeur demande la modification du libellé associé aux coûts de l'entente de suspension et propose d'utiliser dorénavant actif réglementaire lié à une entente de suspension. La proposition du Distributeur se conforme au libellé utilisé dans les états financiers statutaires dans lesquels les coûts liés à une entente de suspension sont présentés à titre d'actif réglementaire. » [nous soulignons]*

**Demande :**

7.1 Veuillez indiquer si le passif financier lié à l'application de la norme IAS 39 en vertu du référentiel IFRS a un traitement comptable équivalent en vertu du référentiel PCGR des États-Unis. Si oui, veuillez déposer l'extrait de la norme des PCGR des États-Unis. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur le confirme.**

2           **Extraits pertinents des PCGR des États-Unis relatifs à la définition d'un passif**

3           **financier :**

4           **825-10-20 Financial liability:**

5           **A contract that imposes on one entity an obligation to do either**

6           **of the following:**

---

<sup>8</sup> Décision D-2014-086, par. 53.

1 a. Deliver cash or another financial instrument to a second  
2 entity.

3 b. Exchange other financial instruments on potentially  
4 unfavorable terms with the second entity.

5 825-10-20 Financial instrument:

6 Cash, evidence of an ownership interest in an entity, or a  
7 contract that both:

8 a. Imposes on one entity a contractual obligation either:

9 1. To deliver cash or another financial instrument to a second  
10 entity.

11 2. To exchange other financial instruments on potentially  
12 unfavorable terms with the second entity.

13 b. Conveys to that second entity a contractual right either:

14 1. To receive cash or another financial instrument from the  
15 first entity

16 2. To exchange other financial instruments on potentially  
17 favorable terms with the first entity.

18 Si on se réfère au guide d'interprétation *IFRS compared to U.S. GAAP, an*  
19 *overview* de KPMG, on peut constater que la comptabilisation des passifs  
20 financiers classés à titre d'autres passifs selon IAS 39 est en convergence  
21 avec les PCGR des États-Unis. Voici l'extrait pertinent du guide  
22 d'interprétation de KPMG : « *Like IFRS, financial liabilities that are not*  
23 *measured at fair value are generally measured at amortised cost subsequent*  
24 *to initial recognition.* »

25 Dans les états financiers consolidés d'Hydro-Québec préparés selon les  
26 PCGR des États-Unis, le passif financier lié à l'entente de suspension est  
27 comptabilisé de la même façon qu'en vertu d'IAS 39, soit au coût amorti selon  
28 la méthode du taux d'intérêt effectif. Voici l'extrait de la convention comptable  
29 relatif aux passifs financiers présentée dans les états financiers consolidés  
30 d'Hydro-Québec :

31 Autres débiteurs et passifs financiers

32 Les autres débiteurs présentés sous Clients et autres débiteurs, les  
33 débiteurs présentés sous Autres actifs et le remboursement  
34 gouvernemental relatif à la tempête de verglas de 1998, également  
35 présenté dans ce poste, diminués des pertes de valeur s'il y a lieu, de  
36 même que les passifs financiers présentés sous Crédeurs et charges

1 à payer et Autres passifs, les emprunts, le dividende à payer, les  
2 intérêts courus, la dette à long terme et la dette à perpétuité, sont  
3 évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Le  
4 coût amorti comprend les frais d'émission ainsi que les primes et les  
5 escomptes, le cas échéant. Les intérêts sont comptabilisés dans les  
6 résultats. (Nos soulignements)

8. **Références :** (i) Pièce [B-0040](#), p. 24 et 27;  
(ii) Rapport annuel 2016 du Distributeur, pièce [HQD-12, document 1](#), p. 16 et 17;  
(iii) Dossier R-4012-2017, pièce [B-0083](#), p. 83 et 84.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente l'évolution des « Contributions à des projets de raccordement » totalisant 556,3 M\$ au 31 décembre 2018. Ce solde inclut notamment des mises en service pour l'année 2018 des « Projets en croissance du Transporteur » de 98,7 M\$ et du « Troisième appel d'offres éolien A/O 2009-02 » de 54,9 M\$. Les mises en services 2018 sont inscrites au mois décembre 2018 dans la base de tarification.

(ii) En réponse à une demande de renseignements dans le Rapport annuel 2016, le Distributeur commente sur les difficultés à établir les prévisions de ses « Contributions à des projets de raccordement ». Le tableau suivant présente les écarts entre les montants réels et les prévisions pour les années 2012 à 2016.

Contributions à des projets de raccordement				
Solde au 31 décembre (en M\$)				
	Réel	Autorisé	Variation	
2016	414,7	355,3	59,4	16,7%
2015	210,4	299,2	-88,8	-29,7%
2014	100,1	104,9	-4,8	-4,6%
2013	103,9	92,1	11,8	12,8%
2012	73,3	137,8	-64,5	-46,8%

Le Distributeur indique que :

« La planification des projets de raccordement vise à répondre à la prévision de la demande établie par le Distributeur. Le contexte économique, les besoins des partenaires d'affaires, les délais entre l'établissement de la prévision de la demande et la planification, l'autorisation et la réalisation des projets influencent la prévision des contributions et expliquent les écarts constatés entre les contributions autorisées et les contributions réelles. Le Distributeur présente au tableau R-6.2 les écarts, qui s'expliquent principalement par les éléments suivants :

- Projets en croissance du Transporteur :
  - mise à jour du plan des charges et des ressources;

- mise à jour des coûts de réalisation des travaux;
- mise à jour du portefeuille des projets à la suite du report ou du devancement des mises en services prévues.
- Appels d'offres éoliens :
  - report des projets de raccordement liés aux appels d'offres;
  - coûts de raccordement du Transporteur.
- Autres contributions :
  - modifications des demandes de raccordement du client;
  - report ou devancement des mises en services prévues. »

TABLEAU R-6.2 :  
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)  
VARIATION ANNUELLE (AUTORISÉ – RÉEL)

Composantes	Variation annuelle				
	2012	2013	2014	2015	2016
Projets en croissance du Transporteur	(15,8)		(9,7)	(91,9)	87,2
Appels d'offres éoliens	(76,3)	(39,1)	0,9	0,1	
Autres contributions	27,6	50,9	4,0	3,0	(27,8)
Écart réel - reconnu	(64,5)	11,8	(4,8)	(88,8)	59,4

(iii) Pour sa part, le Transporteur indique qu' :

« [...] Il en découle que les principales causes de variation sont :

- Des changements dans les prévisions de croissance à la suite de la mise à jour du plan des charges par le Distributeur;
- Des changements dans les horizons de mises en service et dans les coûts de projets.

Pour établir ses prévisions, le Transporteur utilise les données les plus à jour disponibles lors de l'évaluation de la contribution :

- Les prévisions de croissance : le Transporteur précise qu'il n'exerce aucun contrôle sur les changements apportés au plan des charges du Distributeur;
- L'estimation des horizons de mise en service : la grande majorité des interventions sur le réseau sont planifiées de concert avec le Distributeur. Il existe un comité opérationnel commun au Transporteur et au Distributeur dont le but est de coordonner les projets d'investissement conjoints. Ce comité travaille à élaborer des stratégies afin d'assurer un meilleur arrimage entre les deux parties et un plus grand respect des dates prévues de mise en service.

[...]

- Les MW additionnels sur 20 ans : ils ont été établis à partir de la plus récente prévision de charges du Distributeur (septembre 2016) disponible lors de l'évaluation de la contribution. » [nous soulignons]

**Demandes :**

8.1 Veuillez élaborer sur les possibilités d'améliorer l'acuité des prévisions de l'évaluation de la contribution du Distributeur.

Réponse :

1 Le Distributeur est conscient des préoccupations de la Régie quant aux  
2 variations constatées entre la contribution prévue et la contribution réelle  
3 requise. C'est d'ailleurs dans le but d'améliorer l'acuité des prévisions qu'il a  
4 confié en 2015<sup>9</sup> la prévision par poste, qui est inclus dans le plan des charges  
5 et des ressources, à l'unité responsable de la prévision de la demande pour  
6 l'ensemble du Québec. Ce changement vise à faciliter l'arrimage entre le plan  
7 des charges et des ressources (plan des charges), l'évolution de la demande  
8 québécoise, le plan d'approvisionnement ainsi que la gestion de la puissance.

9 Bien que la mise à jour du plan des charges soit au cœur de l'établissement  
10 de la prévision de la contribution requise, le Distributeur rappelle qu'elle est  
11 également tributaire de nombreux aléas. À titre d'exemple, l'abandon par un  
12 client d'un projet d'implantation ou le report de la date de mise en service des  
13 projets liés aux appels d'offre éolien peuvent être une source d'écart.

14 *Rôle du Distributeur dans le processus*

15 Pour établir la prévision du plan des charges, le Distributeur utilise les  
16 données les plus à jour disponibles :

17 Plan des charges - prévisions de croissance (printemps-automne)

18 La cueillette d'informations pour l'ensemble du Québec est effectuée  
19 auprès de nombreux intervenants. Le processus de mise à jour débute au  
20 printemps après les pointes hivernales pour se finaliser à l'automne,  
21 après les pointes estivales. Les données recueillies comprennent donc les  
22 pointes de l'année la plus récente et permettent d'établir la prévision des  
23 charges touchant plus de 400 postes du Transporteur. Ils permettent  
24 également de cibler les investissements requis par le Distributeur et le  
25 Transporteur pour répondre aux besoins de la clientèle québécoise.

26 Estimation des horizons de mises en service (automne-hiver)

27 Ayant pour but de coordonner les projets d'investissements conjoints, un  
28 comité opérationnel commun au Distributeur et au Transporteur révisé  
29 ensuite l'ensemble de la planification des projets à réaliser en fonction du  
30 plan des charges. À la suite du report ou du devancement des mises en  
31 service prévues, le portefeuille de projets est mis à jour et des stratégies  
32 sont élaborées. Une révision des coûts de projets peut être effectuée alors  
33 que d'autres projets peuvent être modifiés, reportés ou devancés, le tout  
34 afin d'assurer un meilleur arrimage entre les deux parties et un plus grand  
35 respect des dates prévues de mises en service.

36 *Dossier tarifaire 2018-2019*

---

<sup>9</sup> Changement effectué en vue de l'élaboration du dossier tarifaire 2017-2018.



1 Comme il le mentionne en réponse à une question de la Régie<sup>10</sup>, le  
2 Transporteur procède ensuite à l'évaluation de la contribution requise du  
3 Distributeur (printemps 2017). Ainsi, les données de l'année témoin 2018 ont  
4 été établies selon l'information la plus à jour disponible, à savoir :

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

18 Le Distributeur est d'avis que dans ce contexte, les données les plus récentes  
19 sont utilisées pour la planification de l'évaluation de la contribution du  
20 Distributeur établie par le Transporteur.

8.2 Veuillez notamment commenter la possibilité d'utiliser des données plus récentes ou  
élaborer sur les contraintes relatives à l'utilisation de données plus récentes.

**Réponse :**

21 Voir la réponse à la question 8.1.

9. **Référence :** Pièce [B-0040](#), p. 31, tableau A-1.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau A-1, le détail du compte de nivellement pour aléas  
climatiques pour la période de janvier à avril 2017.

**Demande :**

9.1 Veuillez déposer la prévision de janvier à octobre 2017 du compte de nivellement pour  
aléas climatiques, selon le même détail que le tableau A-1.

---

<sup>10</sup> Dossier R-4012-2017, pièce HQT-13, document 1.1 (B-0076), question 39.1.1.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur présente au tableau R-9.1 le compte de nivellement pour aléas**  
2            **climatiques pour la période de janvier à octobre 2017.**

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

**TABLEAU R-9.1 :**
**DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À OCTOBRE 2017**

	Tarif D	Tarif DP	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif LG	Intérêts mensuels (k\$)	Écarts mensuels (k\$)	Écarts mensuels (GWh)	
<b>Janvier 2017</b>										
Revenu unitaire (¢/kWh)	8,32	0,00	6,84	8,94	4,29	5,03				
Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)	4,08	3,72	3,54	3,75	3,51	3,55				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	4,24	(3,72)	3,30	5,19	0,79	1,48				
Écart de volume en GWh	(798,6)	0,0	8,1	(65,5)	(127,3)	(45,6)			(1 028,8)	- froid
Écart de janvier 2017 (k\$)	33 900,1	0,0	(268,4)	3 399,1	1 002,8	673,7		38 707,3		
<b>Solde à la fin de janvier 2017 (k\$)</b>	<b>33 900,1</b>	<b>0,0</b>	<b>(268,4)</b>	<b>3 399,1</b>	<b>1 002,8</b>	<b>673,7</b>		<b>38 707,3</b>		
<b>Intérêts de février 2017 (k\$)</b>	<b>47,6</b>	<b>0,0</b>	<b>(0,4)</b>	<b>4,8</b>	<b>1,4</b>	<b>0,9</b>	<b>54,3</b>			
Revenu unitaire (¢/kWh)	8,26	0,00	6,62	8,92	4,29	5,08				
Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)	4,08	3,72	3,54	3,75	3,51	3,55				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	4,18	(3,72)	3,08	5,17	0,79	1,52				
Écart de volume en GWh	(448,3)	0,0	(3,3)	(33,5)	(74,6)	(27,4)			(587,0)	- froid
Écart de février 2017 (k\$)	18 744,1	0,0	100,8	1 733,7	587,5	416,6		21 582,8		
<b>Solde à la fin de février 2017 (k\$)</b>	<b>52 691,8</b>	<b>0,0</b>	<b>(167,9)</b>	<b>5 137,6</b>	<b>1 591,7</b>	<b>1 091,3</b>	<b>54,3</b>	<b>60 290,1</b>		
<b>Intérêts de mars 2017 (k\$)</b>	<b>81,9</b>	<b>0,0</b>	<b>(0,3)</b>	<b>8,0</b>	<b>2,5</b>	<b>1,7</b>	<b>93,8</b>			
Revenu unitaire (¢/kWh)	7,84	0,00	5,74	9,06	4,29	5,18				
Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)	4,08	3,72	3,54	3,75	3,51	3,55				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,76	(3,72)	2,20	5,31	0,79	1,63				
Écart de volume en GWh	734,1	0,0	2,7	74,2	116,4	44,9			972,3	+ froid
Écart de mars 2017 (k\$)	(27 636,9)	0,0	(59,6)	(3 936,5)	(917,5)	(731,7)		(33 282,1)		
<b>Solde à la fin de mars 2017 (k\$)</b>	<b>25 136,8</b>	<b>0,0</b>	<b>(227,8)</b>	<b>1 209,0</b>	<b>676,7</b>	<b>361,3</b>	<b>148,1</b>	<b>27 008,0</b>		
<b>Intérêts d'avril 2017 (k\$)</b>	<b>37,8</b>	<b>0,0</b>	<b>(0,3)</b>	<b>1,8</b>	<b>1,0</b>	<b>0,5</b>	<b>40,8</b>			
Revenu unitaire (¢/kWh)	7,37	8,30	4,67	9,21	4,49	3,42				
Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)	4,08	3,72	3,54	3,75	3,51	3,55				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,29	4,59	1,13	5,46	0,98	(0,13)				
Écart de volume en GWh	(52,5)	(0,2)	(0,4)	(5,2)	(17,4)	(2,0)			(77,7)	- froid
Écart d'avril 2017 (k\$)	1 729,4	8,2	4,5	283,9	170,6	(2,7)		2 193,9		
<b>Solde à la fin d'avril 2017 (k\$)</b>	<b>26 904,0</b>	<b>8,2</b>	<b>(223,6)</b>	<b>1 494,8</b>	<b>848,4</b>	<b>359,1</b>	<b>188,9</b>	<b>29 201,9</b>		
<b>Intérêts de mai 2017 (k\$)</b>	<b>41,8</b>	<b>0,013</b>	<b>(0,3)</b>	<b>2,3</b>	<b>1,3</b>	<b>0,6</b>	<b>45,7</b>			
Revenu unitaire (¢/kWh)	7,21	8,47	4,53	8,33	4,26	3,42				
Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)	4,08	3,72	3,54	3,75	3,51	3,55				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,14	4,75	0,99	4,58	0,75	(0,13)				
Écart de volume en GWh	227,0	2,3	9,0	8,2	(18,3)	6,5			234,7	+ froid
Écart de mai 2017 (k\$)	(7 117,7)	(107,7)	(89,2)	(377,4)	137,6	8,6		(7 545,8)		
<b>Solde à la fin de mai 2017 (k\$)</b>	<b>19 828,1</b>	<b>(99,4)</b>	<b>(313,2)</b>	<b>1 119,7</b>	<b>987,3</b>	<b>368,3</b>	<b>234,6</b>	<b>21 656,1</b>		
<b>Intérêts de juin 2017 (k\$)</b>	<b>29,8</b>	<b>(0,150)</b>	<b>(0,5)</b>	<b>1,7</b>	<b>1,5</b>	<b>0,6</b>	<b>32,9</b>			
Revenu unitaire (¢/kWh)	7,08	7,31	3,25	8,33	4,34	3,42				
Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)	4,08	3,72	3,54	3,75	3,51	3,55				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,00	3,59	(0,29)	4,58	0,83	(0,13)				
Écart de volume en GWh	4,6	(0,0)	(0,3)	(3,9)	(12,3)	(1,3)			(13,2)	- chaud
Écart de juin 2017 (k\$)	(138,5)	0,0	(1,0)	177,8	102,7	(1,7)		139,3		
<b>Solde à la fin de juin 2017 (k\$)</b>	<b>19 719,4</b>	<b>(99,5)</b>	<b>(314,6)</b>	<b>1 299,1</b>	<b>1 091,4</b>	<b>367,1</b>	<b>267,5</b>	<b>21 795,4</b>		

TABLEAU R-9.1 (SUITE) :

DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À OCTOBRE 2017

	Tarif D	Tarif DP	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif LG	Intérêts mensuels (k\$)	Écarts mensuels (k\$)	Écarts mensuels (GWh)	
<b>Intérêts de juillet 2017 (k\$)</b>	<b>30,6</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(0,5)</b>	<b>2,0</b>	<b>1,7</b>	<b>0,6</b>	<b>34,3</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,37	7,73	3,88	8,33	4,35	3,42				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,08	3,72	3,54	3,75	3,51	3,55				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	3,29	4,01	0,34	4,58	0,84	(0,13)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(22,5)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>(3,9)</b>	<b>(12,9)</b>	<b>(37,6)</b>	<b>(9,3)</b>			<b>(86,7)</b>	<b>- chaud</b>
<b>Écart de juillet 2017 (k\$)</b>	<b>740,6</b>	<b>23,6</b>	<b>13,4</b>	<b>590,2</b>	<b>316,4</b>	<b>(12,4)</b>		<b>1 671,8</b>		
<b>Solde à la fin de juillet 2017 (k\$)</b>	<b>20 490,6</b>	<b>(76,1)</b>	<b>(301,8)</b>	<b>1 891,4</b>	<b>1 409,5</b>	<b>355,3</b>	<b>301,8</b>	<b>23 467,2</b>		
<b>Intérêts d'août 2017 (k\$)</b>	<b>31,8</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(0,5)</b>	<b>2,9</b>	<b>2,2</b>	<b>0,6</b>	<b>36,9</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,37	7,70	3,82	8,33	4,34	3,42				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,08	3,72	3,54	3,75	3,51	3,55				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	3,29	3,98	0,28	4,58	0,84	(0,13)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(11,5)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(2,5)</b>	<b>(10,0)</b>	<b>(31,1)</b>	<b>(5,9)</b>			<b>(61,2)</b>	<b>- chaud</b>
<b>Écart d'août 2017 (k\$)</b>	<b>379,8</b>	<b>10,9</b>	<b>7,0</b>	<b>456,0</b>	<b>259,9</b>	<b>(7,8)</b>		<b>1 105,7</b>		
<b>Solde à la fin d'août 2017 (k\$)</b>	<b>20 902,3</b>	<b>(65,3)</b>	<b>(295,3)</b>	<b>2 350,4</b>	<b>1 671,6</b>	<b>348,0</b>	<b>338,7</b>	<b>24 572,9</b>		
<b>Intérêts de septembre 2017 (k\$)</b>	<b>31,4</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(0,4)</b>	<b>3,5</b>	<b>2,5</b>	<b>0,5</b>	<b>37,5</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	6,94	7,28	5,07	8,33	4,35	3,42				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,08	3,72	3,54	3,75	3,51	3,55				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	2,87	3,56	1,53	4,58	0,84	(0,13)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(22,2)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>0,7</b>	<b>8,0</b>	<b>29,6</b>	<b>1,7</b>			<b>17,7</b>	<b>+ chaud</b>
<b>Écart de septembre 2017 (k\$)</b>	<b>637,7</b>	<b>2,4</b>	<b>(11,2)</b>	<b>(367,3)</b>	<b>(248,4)</b>	<b>2,3</b>		<b>15,7</b>		
<b>Solde à la fin de septembre 2017 (k\$)</b>	<b>21 571,4</b>	<b>(63,0)</b>	<b>(306,9)</b>	<b>1 986,6</b>	<b>1 425,7</b>	<b>350,9</b>	<b>376,2</b>	<b>24 588,6</b>		
<b>Intérêts d'octobre 2017 (k\$)</b>	<b>33,5</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(0,5)</b>	<b>3,1</b>	<b>2,2</b>	<b>0,5</b>	<b>38,8</b>			
<i>Revenu unitaire (¢/kWh)</i>	7,12	7,83	4,40	9,64	4,63	3,42				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh)</i>	4,08	3,72	3,54	3,75	3,51	3,55				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)</i>	3,04	4,11	0,86	5,89	1,12	(0,13)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(612,8)</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(21,4)</b>	<b>(29,6)</b>	<b>(27,5)</b>	<b>(33,2)</b>			<b>(729,7)</b>	<b>- froid</b>
<b>Écart d'octobre 2017 (k\$)</b>	<b>18 650,1</b>	<b>213,2</b>	<b>183,8</b>	<b>1 743,8</b>	<b>307,6</b>	<b>(44,4)</b>		<b>21 054,1</b>		
<b>Solde à la fin d'octobre 2017 (k\$)</b>	<b>40 255,1</b>	<b>150,1</b>	<b>(123,5)</b>	<b>3 733,4</b>	<b>1 735,5</b>	<b>307,0</b>	<b>415,0</b>	<b>45 642,6</b>		

10. Référence : Pièce [B-0040](#), p. 35, tableau B-1.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau B-1, la prévision 4 mois réels et 8 mois projetés (4/8) pour l'année 2017 du compte de *pass-on*.

**Demande :**

10.1 Veuillez déposer la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés (10/2) pour l'année 2017 du compte de *pass-on*, selon le même détail que le tableau B-1.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur n'est pas en mesure de déposer le tableau demandé puisque**  
2            **l'information relative à la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés (10/2) du**  
3            **compte de *pass-on* n'est pas disponible dans le délai imparti. Il s'engage donc**  
4            **à déposer l'information demandée dès qu'elle sera disponible, soit d'ici la fin**  
5            **novembre 2017.**

## INVESTISSEMENTS

11. Références : (i) Pièce [B-0085](#), p.11;  
(ii) Décision [D-2016-118](#), p.14.

**Préambule :**

(i) Dans sa réponse à une question de l'AQCIE/CIFQ, le Distributeur écrit :

« *L'augmentation du coût unitaire entre le montant reconnu de la décision D-2017-022 et celui de l'année témoin 2018 s'explique principalement, d'une part, par l'augmentation des coûts relatifs au processus de préparation de l'accessibilité des compteurs (par exemple, la prise de rendez-vous et le suivi des travaux que le client doit effectuer préalablement à l'installation) afin d'éviter des déplacements inutiles des installateurs et, d'autre part, par l'inflation des coûts d'une année à l'autre.* »

(ii) Dans sa décision sur l'approbation provisoire de l'article 13.1.1 des Conditions de service et de l'article 12.4 j) des Tarifs, la Régie écrit :

« [55] *La mesure proposée constituerait, avec l'interruption de service, un outil à la disposition du Distributeur pour inciter les clients qui refusent ou négligent de donner accès au compteur ou d'entreprendre les travaux requis pour son remplacement à remédier à la situation.* »

**Demandes :**

11.1 Veuillez préciser, parmi les clients qui n'ont pas encore été équipés d'un compteur de nouvelle génération, combien sont impliqués dans le processus de préparation de l'accessibilité des compteurs.

**Réponse :**

1            **L'ensemble des 119 000 compteurs difficiles d'accès qui seront remplacés**  
2            **nécessitent une préparation préalable de la part du Distributeur en vue de**  
3            **rendre les compteurs à remplacer accessibles (le « processus d'accessibilité**  
4            **des compteurs »). En effet, chacun des cas doit être examiné par le**  
5            **Distributeur et faire l'objet, entre autres et selon les besoins, d'une stratégie**  
6            **de réalisation, d'une analyse des difficultés potentielles pour effectuer le**  
7            **remplacement, d'un processus d'assignation afin d'assurer la réalisation du**  
8            **remplacement et, dans la plupart des cas, d'une prise de rendez-vous et d'un**  
9            **suivi auprès du client, et ce, dans le but d'éviter des déplacements inutiles**  
10           **des installateurs.**

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

**Réponse :**

11           **Le montant de 85 \$ facturé au client à titre de frais liés à l'inaccessibilité du**  
12           **compteur, selon les articles 13.1.1 des Conditions de service en vigueur et**  
13           **12.4 j) des Tarifs d'électricité, est constaté à titre de Revenus autres que**  
14           **ventes d'électricité plutôt qu'en réduction des coûts relatifs au processus**  
15           **d'accessibilité des compteurs.**

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

**INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

**12. Référence :** Rapport annuel 2016, [HQD-7, doc.3](#), p.5;

**Préambule :**

« Avec la fin du PGEÉ au 31 décembre 2015, le Distributeur a décidé de ne plus appliquer de redressements historiques aux résultats de ses programmes à la suite du dépôt d'évaluations. »

**Demande :**

12.1 Veuillez élaborer sur cette décision du Distributeur et ses conséquences.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur a décidé de ne plus faire de redressements historiques de ses**  
2 **résultats afin de faciliter la reddition de comptes et éviter des corrections**  
3 **complexes et répétitives à la suite du dépôt d'évaluations. Ces dernières**  
4 **servent principalement à ajuster les paramètres pour la comptabilisation des**  
5 **résultats des années futures.**

6 **Il se pourrait de ce fait qu'il y ait des écarts entre les résultats des évaluations**  
7 **et les économies déjà comptabilisées. Cette situation se produira de moins en**  
8 **moins, puisque les initiatives actuelles, surtout au marché résidentiel, font**  
9 **plutôt l'objet d'études de suivi. Celles-ci ont la particularité d'être réalisées**  
10 **dans l'année en cours pour statuer sur les résultats d'un programme avant le**  
11 **31 décembre de cette même année.**

12 **C'est d'ailleurs ce type d'étude qui est actuellement utilisé pour estimer les**  
13 **résultats de programmes comme *Sensibilisation intégrée* et *Offre intégrée***  
14 ***piscines*.**

**13. Références :** (i) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-12, doc.1](#), p. 30;  
(ii) <http://www.lefigaro.fr/mon-figaro/2012/12/23/10001-20121223ARTFIG00029-l-essor-des-led-bouscule-les-acteurs-de-l-eclairage.php>;  
(iii) Dossier R-3980-2016, Pièce [B-0018](#), p. 11.

**Préambule :**

(i) « L'évaluation a démontré l'influence considérable du Distributeur sur le marché de l'éclairage efficace au Québec, et ce, depuis plus d'une décennie. Plus particulièrement, l'aide financière fournie par Hydro-Québec a permis de réduire le coût d'achat des produits

d'éclairage efficace, notamment les DEL, et a favorisé l'achat de ces produits par un très grand nombre de clients. Le fort taux de pénétration des DEL, influencé par la promotion d'Hydro-Québec comme observé en 2014, suggère que le Distributeur a contribué à changer plusieurs éléments de l'offre et de la demande, dont la disponibilité des produits efficaces, la baisse de prix ainsi que l'infrastructure de production et de distribution. »

(ii) La référence (ii) est un exemple des études, analyses et articles que l'on peut retrouver sur l'évolution du marché de l'éclairage. Dans cet article du Figaro, on retrouve le portrait mondial suivant datant du 23 décembre 2012, soit juste au début de la période couverte par l'évaluation :

« Les **LED** ne représentaient l'an dernier que 8 % d'un marché mondial de l'éclairage estimé à 75 milliards de dollars. En 2020, elles devraient représenter 75 % des 100 milliards de dollars de chiffre d'affaires généré par cette industrie, selon le cabinet McKinsey. Philips, qui détient 31 % du marché mondial de l'éclairage, a choisi dès le début des années 2000 d'investir massivement sur cette technologie; les LED devraient représenter 75 % du revenu de sa division éclairage en 2020, contre 25 % aujourd'hui. Une proportion similaire à celle affichée aujourd'hui par Osram. Mais ce dernier est surtout très présent dans l'automobile via les phares.

General Electric - fondé par Thomas Edison - a davantage tardé à investir dans les LED, leur préférant les lampes fluo compactes. Aujourd'hui, le géant américain ne détient que 8 % de part de marché mondial et tente de reprendre la main par des opérations de croissance externe et en augmentant le rythme de ses investissements.

Un défi de taille tandis que de nouveaux acteurs, issus de l'électronique, ont fait leur apparition sur ce marché et s'attaquent désormais aux pays occidentaux. C'est par exemple le cas de Samsung, LG, Panasonic, Sharp ou encore Toshiba. Ce dernier était présent dans l'éclairage depuis plus de cent vingt ans, mais ne distribue ses lampes à LED en Europe que depuis deux ans. À ces géants s'ajoutent une série de start-up aux dents longues, promptes à exploiter les gains technologiques. »

(iii) « Aux tarifs D et DM, l'écart de -2 179 GWh découle essentiellement de la diminution de la consommation unitaire des clients résidentiels observée en 2015. Les principaux éléments de changement de comportement de la clientèle sont un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux électriques et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements. Ces éléments technico-économiques ont été intégrés au modèle de prévision du secteur résidentiel et agricole. »

#### **Demandes :**

13.1 Veuillez élaborer sur les éléments de l'évaluation qui permettent de conclure que l'aide financière fournie par Hydro-Québec a permis de réduire le coût d'achat des produits d'éclairage efficace, notamment les DEL.



**Réponse :**

1            **L'aide financière d'Hydro-Québec a permis d'augmenter de façon significative**  
2            **les volumes de ventes des DEL au Québec en diminuant leur prix de vente en**  
3            **2013 et 2014. Ces forts volumes de ventes ont entraîné à leur tour des**  
4            **économies d'échelle à la fois pour les distributeurs et les détaillants, et ce, sur**  
5            **le plan des coûts d'achat et de distribution de ces produits efficaces.**

13.2 Veuillez élaborer sur les éléments de l'évaluation qui permettent d'affirmer que le Distributeur a contribué à changer plusieurs éléments de l'offre entre 2013 et 2015, notamment la disponibilité des produits efficaces, la baisse de prix ainsi que l'infrastructure de production et de distribution de ces produits d'éclairage.

**Réponse :**

6            **Voir la réponse à la question 13.1.**

7            **Le Distributeur tient à rappeler que les évaluateurs ont veillé à utiliser**  
8            **plusieurs méthodes afin de minimiser le plus possible le niveau d'incertitude**  
9            **de leur analyse. Ainsi, les évaluations sur les transformations de marché se**  
10           **basent sur plusieurs sources de données indépendantes qui permettent, par**  
11           **recoupement, d'établir une valeur réaliste et préliminaire pour chacun des**  
12           **grands indicateurs (par exemple, taille de marché, importance des facteurs**  
13           **expliquant l'évolution du marché et contribution d'Hydro-Québec à ces**  
14           **facteurs). Ces valeurs ont ensuite été soumises à des experts (Groupe Delphi)**  
15           **qui ont pu les commenter et échanger entre eux pour parvenir à un**  
16           **consensus. L'évaluateur a ensuite fixé les valeurs finales en fonction des avis**  
17           **émis par les experts, de sa connaissance du marché et de toutes les données**  
18           **recueillies dans le cadre de l'évaluation (documentation, sondages, entrevues**  
19           **individuelles, etc.).**

20           **Le Distributeur rappelle aussi que seulement une partie de la transformation**  
21           **du marché de l'éclairage efficace au Québec a été attribuée à Hydro-Québec.**  
22           **Par exemple, l'influence d'Hydro-Québec a été estimée à 28 % en 2015<sup>11</sup>. La**  
23           **différence, soit 72 %, est probablement attribuable à l'évolution de l'industrie**  
24           **des produits d'éclairage efficace au niveau mondial. C'est ce que**  
25           **reconnaissent de facto l'évaluateur et les experts consultés en n'attribuant**  
26           **pas la totalité de la transformation du marché de l'éclairage efficace à Hydro-**  
27           **Québec.**

28           **Le Distributeur considère qu'il a très certainement accéléré la transformation**  
29           **du marché de l'éclairage au Québec, et ce, tant grâce à son programme**

<sup>11</sup> Rapport annuel 2016, pièce HQD-7, document 3, annexe A, tableau 1-1, ligne J, page 20.

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

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

**Réponse :**

7 **Le Distributeur ne dispose pas de ce type d'études ou d'analyses.**

13.4 Compte-tenu de la taille du marché du Québec en comparaison de l'importance des joueurs et des enjeux de l'éclairage qui amènent cette industrie à lutter à l'échelle mondiale aux plans des technologies, des prix et du marketing pour maintenir, gagner ou récupérer des parts de marché, veuillez élaborer sur la tendance du marché et l'impact net des campagnes du Distributeur quant à l'offre et aux prix de ces produits au Québec.

**Réponse :**

8 **Voir la réponse à la question 13.2.**

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

**Préambule :**

*« En 2017, les thermopompes ont été ajoutées à la promotion des produits de Piscines efficaces. Les résultats obtenus permettront d'orienter les activités de promotion en 2018. »*

**Demandes :**

14.1 Veuillez indiquer les budgets consacrés en 2017 et en 2018 au programme *Piscines efficaces*.

**Réponse :**

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

14.2 Veuillez présenter la promotion spécifique aux thermopompes dans la campagne 2017 des produits de *Piscines efficaces*.

**Réponse :**

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

14.3 Compte-tenu de la saison 2017 qui est terminée pour les piscines, veuillez présenter les résultats obtenus et élaborer sur les objectifs visés et les orientations envisagées par le Distributeur pour 2018 quant à la promotion des thermopompes.

**Réponse :**

8            **Voir la réponse à la question 14.1. Les résultats pour l'année 2007 ne sont pas**  
9            **encore disponibles. Pour l'année 2018, le Distributeur envisage poursuivre la**  
10           **même approche qu'en 2017.**

**15. Références :** (i) Pièce [B-0041](#), p. 9;  
(ii) Décision D-2015-018, p. 30.

**Préambule :**

(i) « *La promotion de Fenêtres et porte-fenêtre se poursuit. Une évaluation des interventions du Distributeur dans ce marché est présentement en cours de réalisation afin de mesurer l'influence du Distributeur pour ces produits.* »

(ii) « *[83] Le tableau suivant illustre comment certaines mesures du PGEÉ sont adaptées au contexte des MFR. La Régie note la réponse du Distributeur à une question dans le cadre de l'examen du Rapport annuel 2013 sur le statut des fenêtres Energy Star.*

**TABLEAU 1**  
**PROGRAMMES INCLUANT LA MESURE « FENÊTRES ENERGY STAR »**

Programmes	Subvention directe d'HQD	Gain unitaire (kWh/ pi2)	Superficie moyenne par participant *	Marchés visés
Fenêtres et portes-fenêtres du programme Mieux consommer	Non	2,5	Variable : entre 90 et 188 pi <sup>2</sup>	Tous
Fenestration écoénergétique - multilogement	Oui – spécifique	6,1	105 pi <sup>2</sup>	Plex et multi - réno
Offres Ménages à faible revenu - volets de rénovation énergétique				
- Social	Oui – spécifique	7,5	223 pi <sup>2</sup>	Uni, Plex et multi - réno
- Coop	Oui – spécifique	7,5	459 pi <sup>2</sup>	Uni, Plex et multi - réno
- OBNL	Oui – spécifique	7,5	467 pi <sup>2</sup>	Uni, Plex et multi - réno
- Privé - municipalités	Oui – spécifique	7,5	334 pi <sup>2</sup>	Uni, Plex et multi - réno
Offre intégrée en nouvelle construction (maisons efficaces)	Non	1,3	188 pi <sup>2</sup>	Uni - NC
Soutien aux projets DUD	Oui – approche performance globale	Variable : selon la modélisation globale spécifique à chaque projet		Uni, Plex, multi - NC

\* Peut varier selon différents facteurs, telles les conditions d'admissibilité de programme.  
Le participant des volets Rénovation énergétique pour les MFR correspond à l'immeuble, et non à l'unité d'habitation.

Source : Rapport annuel 2013, pièce HQD-12, document 1, p. 38.

« [84] La Régie note également les explications suivantes du Distributeur :

« Dans ce domaine, le Distributeur agit à tous les niveaux et auprès de tous les acteurs de ce marché. [...] Enfin, il offre de l'aide financière dans certains segments de marché lorsque qu'il est établi que ce moyen est nécessaire pour lever les barrières à l'adoption de produits plus efficaces ». [nous soulignons]

[85] Cette réponse montre qu'une même mesure peut faire l'objet d'actions différenciées, en fonction des différents segments de marché à l'intérieur desquels on peut distinguer les MFR. En effet, dans certaines niches de marché, il est possible d'observer des économies unitaires différentes qui peuvent justifier des aides plus importantes.

[86] À propos des mesures visant les fenêtres performantes, la Régie demande au Distributeur de prendre en considération l'extrait suivant de sa décision D-2014-201, ayant trait au secteur du gaz naturel, qui encourage l'ensemble des distributeurs et parties prenantes à échanger de l'information :

« [300] La Régie considère que le programme « PE124 Fenêtres Energy Star » s'applique à toutes les formes d'énergie. L'évaluation de cette mesure intéresse non seulement Gaz Métro et Gazifère, mais aussi HQD, le gouvernement du Québec et le gouvernement du Canada qui appuient également cette mesure à travers différents programmes ou réglementations relatifs à la rénovation et à la construction.

[301] Malgré les différences des modalités de leurs programmes respectifs et les possibles différences de résidences-types selon la source d'énergie, la Régie juge qu'il est de l'intérêt des différents distributeurs de partager les évaluations déjà existantes de cette mesure ou de réaliser une évaluation commune. »

**Demandes :**

15.1 Veuillez confirmer que le Distributeur a retiré depuis plusieurs années les aides spécifiques aux *Fenêtres et portes-fenêtres* pour cibler plutôt son action, sous une forme plus globale dont les fenêtres peuvent faire partie, vers les ménages à faible revenu et certaines niches du marché locatif.

Réponse :

1           Aucune aide financière n’a jamais été attribuée dans le cadre du programme  
2           *Fenêtres et portes-fenêtres*. Il s’agit uniquement d’activités de sensibilisation.  
3           Le volet *Rénovation énergétique pour les ménages à faible revenu* alloue une  
4           aide financière pour différentes mesures de rénovation, incluant le  
5           remplacement des fenêtres.  
6           En ce qui a trait au marché locatif, le programme de fenestration  
7           éconergétique multilogement attribue une aide financière pour l’implantation  
8           de cette mesure.

15.2 Veuillez indiquer quel budget a été consacré au cours des 3 dernières années et est prévu pour 2018 pour les aides et les promotions spécifiques aux *Fenêtres et portes-fenêtres*.

Réponse :

9           L’information demandée est présentée au tableau R-15.2.

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

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

15.3 Veuillez indiquer quel budget est prévu être consacré à l’évaluation en cours de réalisation sur la mesure de l’influence du Distributeur sur le marché des *Fenêtres et portes-fenêtres* et préciser si ce budget fait partie du programme *Fenêtres et portes-fenêtres* ou d’un autre poste budgétaire, *Tronc commun* ou *Activités communes* par exemple.

Réponse :

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

16. Références : (i) Pièce [B-0080](#), p. 111;  
(ii) Dossier R-3980-2016, Pièce [B-0018](#), p. 11.

Préambule :

(i) « [...] le budget consacré aux Initiatives Mieux consommer est de 10 M\$. Ce budget est réparti en initiatives de sensibilisation et en promotion de produits spécifiques. Le tableau 42.2 présente la répartition du budget consacré aux Initiatives Mieux consommer.

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

	2018	
	M \$	GWh
<b>Initiatives Mieux consommer</b>		
Sensibilisation intégrée, DRMC et Comparez-vous	8	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
	<b>10</b>	<b>148</b>

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

»

(ii) « Aux tarifs D et DM, l'écart de -2 179 GWh découle essentiellement de la diminution de la consommation unitaire des clients résidentiels observée en 2015. Les principaux éléments de changement de comportement de la clientèle sont un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux électriques et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements. Ces éléments technico-économiques ont été intégrés au modèle de prévision du secteur résidentiel et agricole. »

Demandes :

16.1 Veuillez élaborer sur la nature, le statut, les budgets et les résultats du programme DRMC (*Diagnostic résidentiel Mieux Consommer*) au cours des 2 dernières années et prévus pour 2018.

Réponse :

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

**TABLEAU R-16.1 :  
BUDGET ET ÉCONOMIES D'ÉNERGIE POUR LE DRMC**

Programmes et activités du Distributeur	Économies d'énergie (GWh)			Budget Total (M\$)		
	2016 R	2017A	2018	2016 R	2017A	2018
Marché Résidentiel						
DRMC	1	2	2	0,02	0,1	0,1

1 Pour 2017, le Distributeur n'est pas en mesure, à ce jour, de fournir les  
 2 résultats demandés. Pour l'année 2018, le budget est de l'ordre de 130 k\$. Ce  
 3 dernier couvre les coûts pour le maintien et la mise à jour du système de  
 4 gestion soutenant cet outil, des coûts engendrés pour les activités de  
 5 promotion et une portion des coûts attribuée au centre d'appels afin de  
 6 répondre aux questions de la clientèle sur cet outil.

16.2 Veuillez expliquer comment le programme DRMC a contribué aux constats de changement de l'efficacité énergétique dans le marché résidentiel présentés en référence (ii).

**Réponse :**

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

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

13 Le Distributeur constate que le DRMC a également contribué à la diminution  
 14 de la demande.

16.3 Veuillez expliquer en quoi les profils de consommation disponibles au moyen de l'infrastructure LAD ont fait évoluer et feront évoluer le programme DRMC.

**Réponse :**

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

17. **Références :**
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 111;
  - (ii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-7, doc.3](#), p. 8;
  - (iii) Rapport annuel 2016, pièce [HQD-7, doc.2](#), p. 5 et 6;
  - (iv) Pièce [B-0080](#), p. 114.

**Préambule :**

(i) « [...] le budget consacré aux Initiatives Mieux consommer est de 10 M\$. Ce budget est réparti en initiatives de sensibilisation et en promotion de produits spécifiques. Le tableau 42.2 présente la répartition du budget consacré aux Initiatives Mieux consommer.

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

	2018	
	M \$	GWh
<b>Initiatives Mieux consommer</b>		
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
	<b>10</b>	<b>148</b>

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

(ii) « 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\$); »

(iii) Au rapport annuel 2016, le Distributeur présente le tableau 2, une liste des programmes d'économie d'énergie et de GDP, avec comme information additionnelle la date du début de chacun des programmes.

(iv) « [...] les activités IDÉE, PISTE et le volet Démonstration technologique du programme Systèmes industriels sont désormais intégrées à l'initiative Démonstration technologique et commerciale. »

**Demandes :**

17.1 Veuillez concilier le fait que le programme *Éclairage efficace* résidentiel, avec un budget de 1 M\$, n'est associé à aucun impact énergétique en 2018, alors que pour 2016, sans aucune campagne promotionnelle, un impact de 51 GWh en plus des prévisions a été crédité à ce programme.

La réponse en référence (iv) est un exemple de programmes qui évoluent dans le temps mais dont aucune information n'est donnée permettant de suivre leur évolution,



leurs objectifs, leurs budgets, leurs résultats ou même tout simplement leur changement de nom ou intégration à d'autres programmes.

**Réponse :**

1            **En 2018, une étude sur le marché de l'éclairage efficace sera réalisée pour**  
2            **actualiser les résultats concernant notamment les projections établies dans la**  
3            **dernière évaluation de la transformation du marché des produits d'éclairage<sup>12</sup>.**  
4            **Ces projections pourraient être révisées à la lumière des résultats de cette**  
5            **étude. Dans ce contexte, par prudence, le Distributeur n'a pas comptabilisé**  
6            **d'économies reliées à la transformation du marché de l'éclairage efficace**  
7            **dans ses résultats 2018.**

17.2 Veuillez indiquer la possibilité pour le Distributeur de fournir dans les prochains rapports annuels le tableau 2 mentionné en référence (iii) avec 4 colonnes additionnelles indiquant les budgets initialement prévus et réels, suivies des impacts énergétiques initialement prévus et réels selon les suivis internes du Distributeur, et ce, pour l'ensemble des programmes et interventions en efficacité énergétique. Si non, veuillez justifier.

**Réponse :**

8            **Le Distributeur pourra fournir l'information demandée, dans la mesure où**  
9            **celle-ci est disponible.**

17.3 Veuillez fournir les tableaux A-1 et A-2 aux pages 23 et 24 de la pièce [B-0041](#) incluant l'ensemble de tous les programmes actifs du Distributeur en 2016, 2017 et 2018, permettant ainsi, par exemple, de faire le lien avec tous les programmes mentionnés en italique aux pages 8 et 9 de la pièce [B-0041](#).

**Réponse :**

10            **Cette information sera transmise à la Régie dans les plus brefs délais.**

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 112;
  - (ii) Pièce [B-0080](#), p. 113;
  - (iii) Décision [D-2014-037](#), p. 129-230.

**Préambule :**

(i) « *L'impact énergétique de 153 GWh a été établi sur la base d'études de suivi réalisées par le Distributeur, notamment dans le cas des programmes Sensibilisation intégrée et*

---

<sup>12</sup> Rapport annuel 2016, pièce HQD-7, document 3, annexe A.

*Piscines efficaces qui représentent l'essentiel des économies en 2018. Les résultats de ces études s'appuient sur des sondages réalisés auprès des ménages et, dans certains cas, sur des entrevues en profondeur auprès de certains intervenants sur le marché (fabricants, détaillants, etc.). Globalement, les méthodes utilisées pour mesurer l'impact des programmes de sensibilisation et de promotion, ne diffèrent pas réellement de celles utilisées pour des programmes de déploiement de produits, projets ou interventions auprès des clients. » [nous soulignons]*

(ii) « Les impacts énergétiques des activités de sensibilisation sont obtenus en multipliant le taux d'influence du Distributeur sur le taux d'adoption d'une mesure ou d'un comportement (sur une base annuelle) avec le gain unitaire moyen. » [nous soulignons]

(iii) « Dans le cas des programmes de promotion ou de sensibilisation, le Distributeur soutient que les budgets alloués à ces interventions sont essentiels à l'atteinte des économies prévues. Une réduction complète ou partielle de ces budgets, empêcherait le Distributeur de se comptabiliser des économies puisqu'aucune étude de transformation du marché ne peut être réalisée pour des programmes de promotion ou de sensibilisation. » [nous soulignons]

**Demandes :**

18.1 Veuillez expliquer les différences entre :

- une évaluation de l'influence du Distributeur sur le taux d'adoption d'une mesure, d'un comportement ou d'un produit;
- une étude de transformation du marché suite à des actions du Distributeur; et
- une mesure d'impact d'une campagne de promotion et de sensibilisation.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur effectue deux types d'études pour vérifier les résultats de ses**  
2 **programmes, soit :**

- 3 • **des études de suivi pour les programmes sans aide financière tels que**  
4 ***Sensibilisation intégrée* ou *Offre intégrée piscines* ;**
- 5 • **des évaluations pour les programmes avec aide financière et pour les**  
6 **cas où il y a des chances raisonnables que le Distributeur ait contribué**  
7 **à une transformation de marché.**

8 **Par rapport aux évaluations, les études de suivi se distinguent par le fait**  
9 **qu'elles ont comme principal objectif de statuer sur les résultats d'une année**  
10 **donnée pour des programmes avec seulement des campagnes de promotion**  
11 **et de sensibilisation. C'est le seul moyen de statuer sur les résultats car il n'y**  
12 **a pas de participants, comme dans le cas des programmes avec aide**  
13 **financière.**

18.2 Veuillez évaluer le niveau d'incertitude dans la détermination d'un taux d'influence du Distributeur obtenu par sondages et entrevues auprès de la clientèle et des intervenants locaux du marché.

**Réponse :**

1           **Le niveau d'incertitude est impossible à établir car il porte sur l'erreur**  
2           **associée à une opinion émise soit par des clients ou par certains acteurs du**  
3           **marché. Ce niveau d'incertitude est par contre minimisé dans les évaluations**  
4           **et les études de suivi de la façon suivante :**

- 5           • **Une pondération est appliquée à l'échelle des réponses soumises aux**  
6           **répondants, basée sur l'expérience des évaluateurs en la matière et**  
7           **selon la pratique courante.**
- 8           • **Plusieurs questions sont posées sur un même sujet. Cela permet de**  
9           **détecter les contradictions ou encore les incohérences pour éliminer**  
10           **les valeurs extrêmes des résultats des enquêtes.**
- 11           • **Les variables sont souvent mesurées indépendamment auprès de**  
12           **plusieurs sources (recoupement) ou encore mises en relation avec**  
13           **d'autres données disponibles.**
- 14           • **Les mêmes questions sont posées depuis plusieurs années dans bien**  
15           **des cas, ce qui permet d'évaluer la persistance et l'évolution des**  
16           **réponses.**
- 17           • **Dans tous les cas, l'évaluateur adopte une approche conservatrice et**  
18           **prudente dans l'interprétation des résultats.**

19           **Pour les programmes de promotion et de sensibilisation, le Distributeur tient à**  
20           **souligner par ailleurs que les marges d'erreur statistique associées aux**  
21           **sondages pour estimer l'influence dans le cadre des études de suivi restent**  
22           **faibles puisqu'elles s'établissent à :**

- 23           • **± 7% pour *Sensibilisation intégrée* ;**
- 24           • **± 10% pour *Offre intégrée piscines*.**

**PROGRAMME GDP Affaires**

19. **Références :**
- (i) Pièce [B-0080](#), p. 118;
  - (ii) Dossier R-3933-2015, Pièce [B-0023](#), [pages 10 et 11](#);
  - (iii) [Pièce B-0019, p. 5](#);
  - (iv) Pièce [B-0041](#), p. 28;
  - (v) <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf#page=10>.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur précise que l'impact des coûts d'approvisionnement est pris en compte dans les analyses économiques des interventions en gestion de la demande en puissance, lesquelles sont présentées dans la pièce relative aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur. » [...]

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

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

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

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

(ii) Aux tableaux 5 et 6, on apprend que le Distributeur prévoit un budget de 8,8 M\$ pour 60 MW, soit 147 \$/kW pour l'hiver 2015-2016.

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

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

(iv)

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

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

(v)

**2.1 Montant de l'Appui financier**

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

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

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

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

ou

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

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

**Demandes :**

19.1 Veuillez expliquer comment les tests économiques du programme GDP Affaires peuvent être positifs si les compensations financières versées annuellement sont de 70 \$/kW-hiver et que les coûts évités de puissance sont de 20 \$/kW-hiver.

La Régie déduit des données en référence (i) que les coûts unitaires du programme GDP Affaires pour les hivers 2017-2018 et 2018-2019 sont respectivement de 67,23 \$/kW-hiver et de 58,06 \$/kW-hiver. Or, selon le Guide du participant en vigueur en mai 2017, donc en prévision de l'hiver 2017-2018, les compensations financières versées aux participants sont de 70 \$/kW-hiver. Par ailleurs, l'accroissement des participants entre les hivers 2017-2018 et 2018-2019 se traduirait par un effacement

additionnel de 310 – 238 = 72 MW à un coût additionnel de seulement 2 M\$, ce qui donne 27,78 \$/kW-hiver pour ces 72 MW additionnels.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 4.1.**

2 **De plus, le Distributeur précise qu'il a clairement indiqué, dans le cadre du**  
3 **dossier R-3933-2015<sup>13</sup> et au présent dossier<sup>14</sup>, que les analyses économiques**  
4 **des programmes de GDP, dont le programme *GDP Affaires*, ont été réalisées**  
5 **en prenant en compte dès la première année d'analyse du coût évité en**  
6 **puissance de long terme de 106 \$/kW-an (\$2015).**

19.2 Veuillez expliquer comment les coûts unitaires du programme GDP Affaires en 2017-2018 et 2018-2019 peuvent être inférieurs aux compensations financières versées.

**Réponse :**

7 **Comme il le mentionnait au dossier R-3980-2016<sup>15</sup>, le budget annuel des**  
8 **compensations financières imputées aux approvisionnements pour les**  
9 **nouvelles interventions en GDP reflète la somme des trois quarts des**  
10 **compensations d'un hiver et le quart des compensations de l'hiver suivant.**  
11 **Aucune compensation n'étant versée pour les bâtiments d'Hydro-Québec,**  
12 **seuls les impacts du programme GDP Affaires sont pris en considération pour**  
13 **les deux hivers présentés au tableau de la référence (i).**

14 **Ainsi, le budget anticipé pour l'année 2017 reflète les résultats réels de l'hiver**  
15 **2016-2017 (183 MW) et les résultats anticipés présentés pour l'hiver 2017-2018**  
16 **(230 MW). De même, le budget de 2018 reflète les résultats anticipés de l'hiver**  
17 **2017-2018 (230 MW) et les objectifs planifiés pour l'hiver 2018-2019 (300 MW).**

19.3 Veuillez expliquer comment les coûts unitaires du programme GDP Affaires sont passés de 147 \$/kW-hiver en 2015-2016 à 58,06 \$/kW-hiver en 2018-2019.

**Réponse :**

18 **Le budget des compensations financières imputées aux approvisionnements**  
19 **de l'année 2016 ne concernait pas que le programme *GDP Affaires*.**

20 **Le Distributeur rappelle que le budget de 8,8 M\$ mentionné à la référence (ii)**  
21 **prévoyait 40 000 chauffe-eau interruptibles installés à l'hiver 2015-2016 et**

<sup>13</sup> Voir par exemple la pièce HQD-10, document 1 (B-0042), à la page 25, ainsi que les notes sténographiques du 8 décembre 2015 (A-0043) aux pages 189 et 190.

<sup>14</sup> Pièce HQD-10, document 1 (B-0041), page 17.

<sup>15</sup> Réponse à la question 12.2 de la FCEI à la pièce HQD-16, document 6.1 (B-0081).

1 100 000 nouvelles installations en 2016, pour un total de 140 000 chauffe-eau à  
2 l'hiver 2016-2017. Il couvrirait également 10 MW de charges interruptibles  
3 Bâtiments CI pour l'hiver 2015-2016 et 40 MW ajoutés en 2016, pour un total de  
4 50 MW à l'hiver 2016-2017. Le budget de 8,8 M\$ reflète les prévisions du  
5 Distributeur au moment du dépôt du dossier R-3933-2015 et les  
6 compensations financières afférentes à ces prévisions.

7 De même, le budget de 2018 reflète l'impact en puissance anticipé de 230 MW  
8 pour l'hiver 2017-2018 et l'impact planifié de 300 MW pour l'hiver 2018-2019 du  
9 programme GDP Affaires.

19.4 Veuillez expliquer comment le Distributeur entend aller chercher en 2018 une participation additionnelle au programme à un coût de 27,78 \$/kW-hiver.

**Réponse :**

10 Le Distributeur ne souscrit pas au raisonnement sous-jacent au calcul unitaire  
11 en préambule des questions. Voir également la réponse à la question 19.2.

12 L'aide financière est la même pour tous les clients, soit 70 \$/kW-hiver effacé.  
13 La méthode de calcul pour l'effacement admissible à la compensation  
14 financière est décrite dans le Guide du participant du programme *GDP*  
15 *Affaires*. L'impact en puissance du volet Bâtiments Hydro-Québec ne doit pas  
16 être inclus dans les calculs, puisqu'aucune compensation n'est versée dans  
17 le cadre de ce volet.

18 Le budget anticipé des compensations financières des programmes de GDP  
19 imputé aux approvisionnements pour l'année 2017 est le suivant :

$$20 \quad 3/4 \times (183 \text{ MW} \times 70 \text{ \$/kW-hiver}) + 1/4 (230 \text{ MW} \times 70 \text{ \$/kW-hiver}) = 13,6 \text{ M\$}$$

21 Le budget planifié des compensations financières des programmes de GDP  
22 imputé aux approvisionnements pour l'année 2018 est le suivant :

$$23 \quad 3/4 \times (230 \text{ MW} \times 70 \text{ \$/kW-hiver}) + 1/4 (300 \text{ MW} \times 70 \text{ \$/kW-hiver}) = 17,3 \text{ M\$}$$

24 À ces sommes s'ajoutent certains montants attribuables à des provisions  
25 comptables, pour un total de 15,2 M\$ en 2015 et 17 M\$ en 2018.

20. **Références :**
- (i) Pièce [B-0041](#), p. 13;
  - (ii) <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf#page=10>;
  - (iii) <http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/gestion-demande-puissance/soumettre-un-projet/>.

**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)

**2.1 Montant de l'Appui financier**

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

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

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

MAFM = 15 % x puissance maximale enregistrée\* x 70 \$

ou

MAFM = 20 000 \$

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

(iii) Dans le formulaire d'inscription accessible à l'étape 1 de la marche à suivre dans le *Guide du participant* pour l'hiver 2017-2018, on peut voir que les groupes électrogènes sont admissibles:

**Information sur le projet**

Nom du projet	Réduction de puissance estimée kW
Mesures mises en œuvre :	
<input type="checkbox"/> Commande des équipements de CVCA <sup>1</sup> <input type="checkbox"/> Utilisation de chaudières à combustible <input checked="" type="checkbox"/> Utilisation de groupes électrogènes <input type="checkbox"/> Gestion des équipements de production	

<sup>1</sup> CVCA : Chauffage, ventilation, conditionnement de l'air.

**Demandes :**

20.1 Veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur d'appeler ou non, avant une date limite chaque année, les quantités de puissance qui peuvent être dégagées l'hiver suivant par les participants au programme GDP Affaires, en fonction de ses prévisions de besoins en puissance.

**Réponse :**

- 1 **Le Distributeur définit annuellement la contribution du programme**
- 2 **GDP Affaires pour l'hiver suivant, notamment en fonction de l'analyse des**



1 inscriptions qui se font chaque année. La participation des clients au  
2 programme n'est pas renouvelée automatiquement à chaque année afin de  
3 laisser de la flexibilité aux participants. Cet estimé sert d'intrant à la  
4 planification des approvisionnements en puissance.

20.2 Veuillez indiquer si le Distributeur pourrait suspendre le programme GDP Affaires tant que le signal de coût évité de puissance n'est pas suffisant et quelles en seraient les conséquences pour les approvisionnements de long terme.

**Réponse :**

5 **Voir la réponse à la question 4.1.**

6 **Le Distributeur précise que l'apport du programme de GDP lui permet de**  
7 **retarder ses besoins en puissance de long terme, et qu'il ne pourrait pas**  
8 **inscrire à son bilan de puissance la contribution de ce moyen s'il n'était pas**  
9 **assurer de la participation ferme des clients. La suspension du programme**  
10 **aurait pour effet d'accélérer l'apparition de ces besoins de puissance,**  
11 **situation qui, paradoxalement, viendrait soutenir la pertinence d'un tel**  
12 **programme.**

13 **La mise en place d'un tel programme nécessite du temps. Le Distributeur ne**  
14 **pourrait se permettre par exemple de se retirer du marché une année donnée**  
15 **et compter obtenir une contribution suffisante l'année suivante. Dans la**  
16 **mesure où le signal de long terme était suffisamment repoussé, le Distributeur**  
17 **pourrait envisager de diminuer l'appui financier versé aux participants. Il**  
18 **s'agit d'un outil flexible de gestion permettant d'optimiser le portefeuille de**  
19 **moyens d'approvisionnements.**

20.3 Veuillez indiquer si le programme GDP Affaires doit être considéré comme un approvisionnement de court terme ou de long terme.

**Réponse :**

20 **Voir les réponses aux questions 4.1 et 20.2.**

20.4 Tant que les coûts évités de puissance demeurent à 20 \$/kW-hiver (\$ 2017 indexé à l'inflation), veuillez justifier de maintenir l'offre du programme à 70 \$/kW-hiver et de faire croître la participation à ce programme, à ce niveau de coûts, de 70 MW à l'hiver 2016-2017 jusqu'à 300 MW dès l'hiver 2018-2019.

**Réponse :**

21 **Voir les réponses aux questions 4.1 et 20.2.**

20.5 Considérant le succès du rôle des agrégateurs, veuillez élaborer sur la possibilité de procéder, dans le cadre du programme, par un appel d'offres en puissance chaque année pour une quantité de puissance donnée.

Réponse :

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

20.6 Veuillez élaborer sur la possibilité d'offrir un signal de coût croissant sur plusieurs années plutôt que fixe à 70 \$/kW-hiver.

Réponse :

5            **Le Distributeur comprend que la Régie réfère à une compensation financière**  
6            **progressive. L'aide financière de 70 \$/kW-hiver a été déterminée dans le cadre**  
7            **du projet pilote réalisé auprès de clients du segment visé par le programme.**

8            **Au dossier R-3980-2016<sup>16</sup>, le Distributeur indiquait que :**

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

14            **Voir également la réponse à la question 4.1.**

## BIÉNERGIE

21. Références : (i) Pièce [B-0041](#), p. 12;  
(ii) Pièce [B-0080](#), p. 121.

Préambule :

(i) « *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,*

---

<sup>16</sup> Réponse à la question 12.11 de la FCEI à la pièce HQD-16, document 6.1 (B-0081) du dossier R-3980-2016.

*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. »*

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

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

*Comme mentionné par le Distributeur en réponse à la question 28.3 de la demande de renseignements no 3 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.3 (B-0108) dans le dossier R-3980-2016, le projet pilote ne visait pas à valider le modèle existant d'estimation de l'effacement des systèmes biénergie mais le fonctionnement de la télécommande. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

21.1 Veuillez confirmer que l'effacement de la biénergie est établi par un estimé de la puissance effacée à la température minimale normale correspondant à la pointe critique du réseau et non pas à partir de la quantité de puissance effacée à la température et au moment de la bascule du mode de chauffage électrique au mode combustible.

**Réponse :**

- 1            **L'effacement évalué dans le cadre du projet pilote est établi au moment de**  
2            **l'interruption, donc au moment de la bascule du mode de chauffage électrique**  
3            **au mode combustible. Cet effacement varie d'un client à l'autre, plusieurs**  
4            **facteurs influençant l'appel de puissance d'une habitation, notamment ses**  
5            **caractéristiques et la température extérieure au moment de l'interruption.**
- 6            **La méthode utilisée dans le cadre du projet pilote pour évaluer l'effacement de**  
7            **chaque participant est similaire à celle utilisée dans le cadre du programme**  
8            **GDP Affaires :**
- 9            • **Un profil de référence a été établi pour chaque participant à partir de**  
10           **données de consommation électrique provenant du compteur**  
11           **communicant et les données de température de la station**  
12           **d'Environnement Canada la plus proche de celui-ci. Le profil de**  
13           **référence établit l'appel de puissance électrique de chaque participant**  
14           **à diverses températures.**

- 1                   • Les données de consommation mesurées lors des interruptions  
2                   télécommandées sont utilisées pour évaluer la différence entre la  
3                   puissance durant l'interruption et le profil de référence. La température  
4                   utilisée pour la référence est la température moyenne durant chaque  
5                   période d'interruption.

6                   Cette méthodologie permet donc d'obtenir une évaluation de l'effacement  
7                   pour un client donné, selon les différentes conditions climatiques réelles  
8                   observées au moment des interruptions télécommandées.

9                   À l'inverse, comme décrit au dossier R-3864-2013<sup>17</sup>, l'effacement associé au  
10                  parc biénergie résidentielle correspond à l'effacement moyen coïncident à la  
11                  pointe du réseau sous des conditions climatiques normales. Ainsi,  
12                  l'effacement pourrait être plus ou moins élevé selon les conditions  
13                  climatiques réelles observées à la pointe du réseau.

21.2 Veuillez confirmer que l'effacement de la biénergie, déterminé sur une moyenne de participants à cette option tarifaire, est bien la valeur maximale de la puissance de chauffage correspondant à la température minimale normale et non une moyenne observée sur une période d'interruption, ni une moyenne de consommation à diverses températures.

**Réponse :**

14                  **Voir la réponse à la question 21.1.**

21.3 Veuillez préciser de manière détaillée par quelle méthodologie a été déterminée la valeur de 5,4 à 6,7 kW déterminée comme effacement procuré par la biénergie et à quelle température elle correspond.

**Réponse :**

15                  **Voir la réponse à la question 21.1.**

21.4 Veuillez concilier les résultats du projet-pilote et le choix de la méthode d'estimation de l'effacement de la biénergie à la pointe critique à partir des valeurs observées à différentes températures.

**Réponse :**

16                  **Voir la réponse à la question 21.1.**

---

<sup>17</sup> Réponse à la question 19.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1 (B-0026).

21.5 Veuillez élaborer sur les défis du fonctionnement de la télécommande de la biénergie.

**Réponse :**

1                    **Le projet pilote a permis de valider le fonctionnement de la télécommande**  
2                    **utilisée sur des équipements biénergie. Toutes les interruptions et remises en**  
3                    **service ont été réalisées avec succès.**

21.6 Veuillez justifier d'attendre un cycle annuel complet de facturation avant de pouvoir statuer sur le fonctionnement de la télécommande.

**Réponse :**

4                    **Le Distributeur n'a pas attendu un an avant de statuer sur le fonctionnement**  
5                    **de la télécommande. Son bon fonctionnement a été annoncé aux lignes 26 et**  
6                    **27 de la pièce HQD-10, document 1 (B-0041) du présent dossier.**

7                    **Le cycle annuel de facturation vise à évaluer sur une base annuelle l'intérêt**  
8                    **des participants envers une option d'interruption télécommandée au tarif D**  
9                    **par rapport au tarif DT actuel.**

## **BIÉNERGIE AU GAZ AVEC THERMOPOMPE**

- 22. Références :** (i) Pièce [B-0080](#), p. 120;  
(ii) Pièce [B-0019](#), p. 6.

**Préambule :**

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

(ii) *« Ainsi, en 2018, pour un client résidentiel, le coût évité pour l'usage de climatisation est de 3,26 ¢/kWh, tandis qu'il est de 7,57 ¢/kWh pour le chauffage des locaux. »*

**Demande :**

22.1 Veuillez élaborer sur l'étude d'opportunité d'affaires sous-jacente à la décision du Distributeur d'investir dans ce projet de démonstration commerciale.

**Réponse :**

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

**SERVICE *Visilec***

**23. Référence :** Rapport annuel 2016, Pièce [HQD-7, doc.1.](#)

**Préambule :**

Jusqu'en 2014, l'adhésion au service n'était possible que lorsque le mesurage de chaque point de livraison était assuré par un compteur communicant avec une ligne téléphonique dédiée, lequel était installé uniquement lors de la demande d'adhésion du client à Visilec ou si les coûts d'installation d'un tel appareil de mesure le justifiaient. En 2015, le Distributeur a amorcé le déploiement des compteurs de nouvelle génération pour cette catégorie de clients, ce qui élargit l'accès à un tel service d'information.

Au 31 décembre 2016, le nombre total d'adhérents au service était de 870 soit 79 de moins qu'en 2015 et 638 de moins qu'en 2014.

Il n'y a pas eu de nouveaux investissements en 2016. En 2016, les charges ont été de 270 k\$ pour des produits de 909 k\$.

**Demande :**

23.1 Veuillez élaborer sur l'avenir du service Visilec et, le cas échéant, sur les intentions du Distributeur de le maintenir compte-tenu du déploiement des compteurs LAD et des services connexes.

**Réponse :**

4            **Le Distributeur a entrepris un projet de portrait de consommation, similaire à**  
5            **celui offert à la clientèle résidentielle, mais adapté aux clients des tarifs G et M**  
6            **avec puissance. Cette fonctionnalité, qui pourrait éventuellement être une**  
7            **solution de rechange au service *Visilec*, devrait être disponible au cours de**  
8            **l'année 2018.**

9            **En parallèle, le Distributeur poursuit le déploiement des compteurs**  
10           **communicants (compteurs de nouvelle génération) auprès de la clientèle**  
11           **affaires. L'installation d'un tel compteur est requise pour l'établissement du**  
12           **portrait de consommation. Le Distributeur planifiera une stratégie de**

- 1 transition vers le nouveau service de portrait de consommation en 2018. Il  
2 sera en mesure de fournir plus d'informations sur cette stratégie dans le  
3 cadre des prochains dossiers tarifaires.

## REPARTITION DU COÛT DE SERVICE

- 24. Références :** (i) Pièce [B-0080](#), p. 126;  
(ii) Pièce [B-0080](#), p. 127;  
(iii) Pièce [B-0047](#), p. 58.

### Préambule :

(i) « Les données de puissances coïncidentes par catégories de consommateurs présentées au tableau 50 de la référence (iii) pour l'année témoin 2018 ne correspondent pas aux données de l'année historique 2016. Le Distributeur utilise toutefois les profils de consommation de l'année historique par catégories de consommateurs, qu'il normalise pour les conditions climatiques et qu'il ajuste pour tenir compte du calendrier de l'année témoin<sup>30</sup> et de la courbe des besoins du Distributeur. Il applique ensuite ces profils à la consommation prévue par catégories de consommateurs pour l'année témoin.

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

En déterminant ainsi des profils prévisionnels pour l'année témoin, le Distributeur est à même de déterminer les pointes coïncidentes prévues pour chaque catégorie de consommateurs ».

« <sup>30</sup> 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. » [nous soulignons]

(ii) « Comme mentionné en réponse à la question 48.1, le Distributeur utilise les profils de consommation observés de chaque client au tarif L pour établir le profil de cette catégorie de consommateurs qu'il applique à la consommation prévue de l'année témoin. Celle-ci intègre la croissance économique et les transferts de clients à une autre catégorie, le cas échéant. » [nous soulignons]

(iii) La Régie présente un tableau dans lequel figurent le nombre d'abonnements au tarif L, les ventes au tarif L, les puissances coïncidentes annuelles, ainsi que le nombre d'heures d'interruption dans le cadre du recours à l'option d'électricité interruptible pour les hivers 2013-2014 à 2016-2017 à titre indicatif et sans présumer que le recours à ces heures l'a été

au moment de la pointe coïncidente. La Régie note cependant une forte baisse du nombre d'heures d'interruption à l'hiver 2015-2016 par rapport à l'hiver 2014-2015, ainsi qu'une hausse de 12 % de la puissance coïncidente prévue pour 2018 par rapport à 2017.

Puissances coïncidentes et recours à l'option d'électricité interruptible		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	Ventes "L" (GWh) - Tableau 8B - Année témoin - Répartition du coût de service	29 622	29 152	28 203	26 631	25 657	-13,4%
3	Puissances coïncidentes annuelles - Tarif "L" - Tableau 11 - colonne 3 (MW)	3 024	3 137	3 097	2 961	3 299	9,1%
4	Nombre d'heures d'interruption - recours à l'option d'électricité interruptible - grande puissance	57	43	5	4		

Source : Tableaux 8B, 11 et 23 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-0047. Tableau 16, p. 58.

## Demandes :

24.1 Veuillez préciser si, lors de transfert de clients du tarif L aux contrats spéciaux, les profils de consommation de ces clients sont retirés des profils de consommation de l'année historique de la catégorie de consommateurs au tarif L avant d'être appliqué à la consommation prévue de l'année témoin.

## Réponse :

1 **Oui, les profils de consommation réels du tarif L et des contrats spéciaux,**  
 2 **utilisés pour l'établissement des ventes prévues de l'année témoin aux fins de**  
 3 **la répartition du coût de service ainsi que l'établissement de la puissance**  
 4 **coïncidente de l'année témoin, tiennent compte du transfert des clients entre**  
 5 **ces deux catégories de consommateurs connu au moment de l'élaboration du**  
 6 **dossier tarifaire, plus précisément au mois de mai de l'année de base.**

24.2 Veuillez élaborer sur l'incidence possible du transfert de clients du tarif L vers les contrats spéciaux, sur la prévision de la puissance coïncidente de l'année témoin ainsi que sur la répartition du coût de service attribué aux clients industriels demeurant au tarif L.

## Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 24.1 pour ce qui est de la prévision de la**  
 8 **puissance coïncidente de l'année témoin.**  
 9 **En ce qui concerne la répartition du coût de service par catégories de**  
 10 **consommateurs, le transfert d'un client du tarif L vers les contrats spéciaux**  
 11 **implique que les revenus prévus de ce client, qui incluent de**  
 12 **l'interfinancement, ainsi que son profil de consommation, et par conséquent**  
 13 **ses coûts, sont retirés du tarif L. Le manque à gagner associé à cette part**  
 14 **occasionne une pression à la hausse sur les tarifs pour l'année témoin**  
 15 **concernée des différentes catégories de consommateurs, dont les clients**  
 16 **industriels demeurant au tarif L.**



1           **Au dossier R-3579-2005, la répartition du coût de service par catégories de**  
2           **consommateurs a intégré le transfert de deux clients du tarif L vers les**  
3           **contrats spéciaux. La Régie peut consulter la section 3.2 de la pièce HQD-12,**  
4           **document 1 (B-0047) et la réponse à la question 25.2 de la demande de**  
5           **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1 (B-0025)**  
6           **relatives à l'impact de ces transferts.**

24.3 Veuillez fournir la puissance totale interrompue par les clients au tarif L à la demande du Distributeur, en vertu de l'option d'électricité interruptible, au moment de la pointe coïncidente pour chacune des années 2014, 2015 et 2016.

**Réponse :**

7           **Le Distributeur a fait appel à l'option d'électricité interruptible, auprès des**  
8           **clients du tarif L, lors des pointes coïncidentes de 2014 à 2016 pour une**  
9           **puissance totale interrompue de 771 MW, 651 MW et 759 MW, respectivement.**

24.4 Veuillez préciser comment est prise en compte la réduction de la puissance interruptible des clients au tarif L participant à l'option d'électricité interruptible lors d'appels du Distributeur au moment de la pointe coïncidente. Veuillez spécifier si l'augmentation prévue de 11 % de la puissance coïncidente annuelle pour l'année témoin 2018 peut s'expliquer, en partie, par la forte réduction en 2016 des demandes d'interruption dans le cadre de l'option d'électricité interruptible. Veuillez commenter.

**Réponse :**

10           **Les valeurs de puissances coïncidentes annuelles associées au tarif L ne**  
11           **tiennent pas compte de la réduction de la puissance attribuable à l'option**  
12           **d'électricité interruptible. En effet, aux fins de l'établissement des pointes**  
13           **coïncidentes dans les méthodes de répartition du coût de service par**  
14           **catégories de consommateurs, les profils réels historiques sont normalisés**  
15           **pour les conditions climatiques et ajustés pour tenir compte du calendrier et**  
16           **de la courbe horaire des besoins prévus du Distributeur de l'année témoin. De**  
17           **plus, la prévision de la demande est effectuée sans prendre en compte**  
18           **l'effacement de la charge sous le contrôle du Distributeur, comme les**  
19           **quantités de puissance interruptible.**

20           **Enfin, le Distributeur maintient, comme indiqué en réponse à la question 49.3**  
21           **de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15,**  
22           **document 1.3 (B-0080), que la hausse importante de la pointe coïncidente**  
23           **annuelle au tarif L pour l'année 2018 découle de la variabilité observée dans la**  
24           **consommation de cette clientèle, variabilité inhérente aux usages et procédés**  
25           **industriels qu'elle utilise.**

## STRATÉGIE TARIFAIRE

### Facture minimale

- 25. Références :** (i) Pièce [B-0083](#), p. 42;  
(ii) Pièce [B-0098](#), p. 24;  
(iii) Pièce [B-0049](#), p. 46.

#### Préambule :

(i) « [...] le Distributeur évalue à 438 817 le nombre de clients susceptibles de payer un montant minimal de la facture au moins une fois durant l'année selon la structure cible. Les revenus annuels associés au montant mensuel minimal de 20 \$ en monophasé et de 60 \$ en triphasé de cette structure cible sont respectivement de 44,8 M\$ et 10,9 M\$. Il est à noter qu'une partie de ces revenus auraient autrement été récupérés au moyen de la redevance et du prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie.

Le nombre de clients susceptibles de payer un montant minimal de la facture selon le tarif D proposé au 1<sup>er</sup> avril 2018 est de 230 424 et les revenus annuels associés au montant mensuel minimal de 15,18 \$ en monophasé et de 18,27 \$ en triphasé sont respectivement de 16,9 M\$ et 0,6 M\$. » [nous soulignons]

(ii) « 4.1 Étant donné l'écart de 21,3 % entre le coût de construction par mètre d'une ligne monophasée et d'une ligne triphasée observé à la référence (i) et l'écart de 200 % constaté aux références (ii) et (iii) dans l'établissement des factures minimales en alimentation monophasée et triphasée, et étant donné que les données à la référence (iv) ne se prêtent pas à un examen des coûts selon le type d'alimentation (c.-à-d. triphasée et monophasée), veuillez fournir les coûts d'exploitation qui justifient un écart de 40 \$ entre la facture minimale mensuelle pour une alimentation monophasée et une alimentation triphasée.

#### Réponse :

Le montant mensuel minimal de la facture vise à récupérer une contribution minimale du client lorsqu'il ne consomme pas ou très peu au cours d'une période de consommation. Il ne s'agit pas de refléter spécifiquement un différentiel de coûts entre le réseau en monophasé et en triphasé. Le montant mensuel minimal de la facture en triphasé sert à récupérer davantage de revenus auprès des clients alimentés en triphasé en respect du principe d'utilisateur-payeur parce qu'il en coûte plus cher d'offrir un tel réseau. » [nous soulignons]

(iii) « Le montant mensuel minimal de la facture est de 12,33 \$ si l'électricité livrée est monophasée ou de 36,99 \$ si elle est triphasée. »

La Régie note qu'au tarif G, l'écart entre le montant mensuel minimal de la facture si l'électricité est livrée en monophasée ou en triphasée est de 24,66 \$. Le Distributeur propose qu'au tarif D cet écart du montant mensuel minimal de la facture si l'électricité est livrée en monophasée ou en triphasée soit de 40 \$. Le Distributeur justifie cet écart en invoquant, au préambule (iii), le principe d'utilisateur-payeur parce qu'il en coûte plus cher d'offrir un tel réseau.

**Demandes :**

25.1 Veuillez préciser quelle est la portion des revenus annuels associés au montant mensuel minimal de la facture, soulignés au préambule (i), qui constitue des revenus additionnels, en sus de ce que la redevance et de la consommation en 1<sup>re</sup> tranche d'énergie auraient normalement rapportées, pour l'année témoin 2018 ainsi qu'à terme, à la structure cible.

**Réponse :**

1           **Toutes choses égales par ailleurs, l'introduction d'un montant mensuel**  
2           **minimal de la facture permet de récupérer auprès des clients, qui ne**  
3           **consomment pas ou très peu, des revenus d'environ 2,6 M\$ au tarif D proposé**  
4           **au 1<sup>er</sup> avril 2018. Ces revenus s'élèvent à environ 16,1 M\$ à la structure cible.**

5           **Le Distributeur tient toutefois à préciser qu'en l'absence d'un montant**  
6           **mensuel minimal de la facture, les composantes du tarif devraient être**  
7           **calibrées de nouveau de manière à récupérer globalement les mêmes**  
8           **revenus. À ce sujet, voir le scénario 2 présenté en réponse à la question 19.1**  
9           **d'OC à la pièce HQD-15, document 9 (B-0091).**

25.2 Veuillez préciser si le différentiel du montant minimal de la facture si l'électricité est livrée en triphasée plutôt qu'en monophasée au tarif G, soit 24,66 \$ tel qu'il apparaît au préambule (iii), reflète le coût plus élevé d'offrir un réseau où l'électricité est livrée en triphasée. Si non, veuillez démontrer ce qui justifie l'écart de 40 \$ au tarif D en détaillant et quantifiant les éléments de coût additionnel de l'électricité livrée en triphasée.

**Réponse :**

10           **Non, le différentiel du montant minimal de la facture au tarif G ne reflète pas**  
11           **fidèlement le coût plus élevé d'offrir un réseau où l'électricité est livrée en**  
12           **triphasee plutôt qu'en monophasée.**

13           **D'une part, bien que les coûts aient évolué, le différentiel du montant minimal**  
14           **de la facture au tarif G en triphasé plutôt qu'en monophasé est de 24,66 \$**  
15           **depuis le 1<sup>er</sup> avril 2005. D'autre part, le montant mensuel minimal de la facture**  
16           **en triphasé correspond, depuis 1973, à 3 fois la redevance, soit le montant**  
17           **mensuel minimal de la facture en monophasé.**

18           **Le Distributeur rappelle qu'il n'y a pas d'adéquation entre un coût précis et**  
19           **une composante tarifaire. C'est l'ensemble des composantes du tarif qui**  
20           **permettent au Distributeur de récupérer ses revenus requis. Les composantes**  
21           **tarifaires servent à donner un signal de prix. Le Distributeur soutient qu'il est**  
22           **raisonnable d'exiger une contribution minimale de 60 \$ par mois d'un client**

- 1 qui a accès à un service d'électricité en triphasé peu importe les coûts précis  
2 qui y sont associés.

### Hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie

26. Références : (i) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0155](#), p. 10;  
(ii) Pièce [B-0047](#), p. 78.

#### Préambule :

(i) « 1.2 Veuillez estimer la répartition de la consommation d'énergie en 1<sup>re</sup> et en 2<sup>e</sup> tranche au tarif D à terme, soit lorsque le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche sera à 40 kWh par jour, pour chaque segment de clientèle et au total. Veuillez présenter les hypothèses, expliquer les calculs et commenter.

#### Réponse :

Au total, sur la base de l'ensemble des données de facturation utilisées aux fins des simulations tarifaires, la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche de 30 à 40 kWh par jour fait passer la répartition de la consommation en 1<sup>re</sup> et en 2<sup>e</sup> tranches de 50 % dans les deux cas, à 60 % et 40 %, respectivement. »

(ii)

TABLEAU A-7 :  
REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS DOMESTIQUES  
SELON LES TARIFS EN VIGUEUR AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017<sup>39</sup>

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
<b>Tarif D<sup>1</sup></b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	529
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,82	1 911
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,92	2 372
Total		4 812

<sup>39</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2016.

La Régie remarque que les revenus présentés au Tableau de la référence (ii) pour les 2 tranches d'énergie au tarif D, considérant les tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2017, correspondent à des niveaux de consommation de 32 835 GWh et 26 592 GWh respectivement pour la 1<sup>re</sup> et 2<sup>e</sup> tranche d'énergie, soit 55 % en 1<sup>re</sup> tranche et 45 % en 2<sup>e</sup> tranche. La note 39 du tableau stipule que ces revenus découlent des données de facturation pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2016, soit avant toute hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche. La Régie constate que ces données diffèrent sensiblement de la réponse donnée à la référence (i).

**Demandes :**

26.1 Veuillez préciser si les données de facturation de l'année 2016 ont été ajustées par le Distributeur et expliquer comment ont été établies les données présentées au tableau A-7 de la référence (ii) en fournissant le détail des calculs. Veuillez concilier les résultats avec la réponse donnée au préambule (i).

**Réponse :**

1           **Les données de facturation de l'année 2016 n'ont pas été ajustées, ce sont**  
2           **plutôt les revenus qui y sont associés qui diffèrent. En effet, les revenus**  
3           **présentés au tableau A-7 de la référence (ii) sont calculés, comme le titre**  
4           **l'indique, en appliquant les tarifs domestiques au 1<sup>er</sup> avril 2017. La répartition**  
5           **de la consommation d'énergie en 1<sup>re</sup> et 2<sup>e</sup> tranches qui en résulte intègre donc**  
6           **le fait que le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche du tarif D s'élève à 33 kWh/jour au**  
7           **1<sup>er</sup> avril 2017, contrairement à un seuil de 40 kWh/jour à la référence (i).**

8           **Par ailleurs, le Distributeur ne dispose pas de la consommation facturée pour**  
9           **chacune des années du dossier tarifaire (de base 2017, prévue 2018 et**  
10           **estimée 2019). Les simulations tarifaires lui permettent néanmoins de**  
11           **présenter dans le tableau R-26.1 la répartition de la consommation entre les**  
12           **deux tranches d'énergie résultant de l'application, pour les données de**  
13           **référence du présent dossier, du tarif D présentant différents seuils de la**  
14           **1<sup>re</sup> tranche d'énergie : 30 kWh/jour (c'est-à-dire le tarif D au 1<sup>er</sup> avril 2016),**  
15           **33 kWh/jour (c'est-à-dire le tarif D au 1<sup>er</sup> avril 2017), 36 kWh/jour (c'est-à-dire le**  
16           **tarif D proposé au 1<sup>er</sup> avril 2018 du tableau 2 de la pièce HQD-13, document 2**  
17           **[B-0047]) et 40 kWh/jour (c'est-à-dire le tarif D cible du tableau 6 de cette**  
18           **même pièce).**

**TABLEAU R-26.1 :**  
**RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION FACTURÉE EN 1<sup>RE</sup> ET 2<sup>E</sup> TRANCHES DU TARIF D**  
**SELON DIFFÉRENTS SEUILS DE LA 1<sup>RE</sup> TRANCHE**

Données de référence 2016 selon le tarif D au 1 <sup>er</sup> avril	GWh totaux	GWh facturés en 1 <sup>re</sup> tranche <sup>1</sup>	GWh facturés en 2 <sup>e</sup> tranche
2016 (1 <sup>re</sup> tranche à 30 kWh/jour)	59 434	30 736 52%	28 699 48%
2017 (1 <sup>re</sup> tranche à 33 kWh/jour)	59 434	32 843 55%	26 591 45%
2018 proposé (1 <sup>re</sup> tranche à 36 kWh/jour)	59 434	34 783 59%	24 636 41%
Structure cible (1 <sup>re</sup> tranche à 40 kWh/jour)	59 434	37 019 62%	22 247 38%

<sup>1</sup> La consommation des clients touchés par le montant mensuel minimal de la facture du tarif D proposé au 1<sup>er</sup> avril 2018 et au tarif D cible n'est pas comptabilisée dans les GWh facturés en 1<sup>re</sup> tranche. La répartition en % est calculée sur la base de la somme des GWh facturés.

1 **À l'instar des impacts de la hausse tarifaire présentés à chaque dossier**  
2 **tarifaire, ceux d'une modification apportée à la structure d'un tarif, telle la**  
3 **hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie du tarif D, se déterminent à**  
4 **consommation égale. Comme le Distributeur utilise des données de référence**  
5 **différentes à chaque dossier tarifaire (par exemple, celles de l'année 2015**  
6 **pour le dossier R-3980-2016 et celles de l'année 2016 pour le présent dossier),**  
7 **il n'est pas adéquat de comparer la répartition de la consommation d'un**  
8 **dossier tarifaire à l'autre. Les écarts entre les répartitions présentées au**  
9 **tableau R-26.1 et celles citées au préambule (i) sont donc attribuables au fait**  
10 **que les données de référence ne sont pas les mêmes.**

11 **Bien que la répartition de la consommation en 1<sup>re</sup> et 2<sup>e</sup> tranches varie d'une**  
12 **année à l'autre, l'impact de la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche du tarif D**  
13 **demeure le même : cette hausse permet d'accroître sensiblement la**  
14 **proportion des kWh facturés au bas prix.**

26.2 Veuillez fournir la répartition, en kWh et en pourcentage, de la consommation facturée en 1<sup>re</sup> et en 2<sup>e</sup> tranche d'énergie au tarif D pour l'année historique 2016, l'année de base 2017, l'année témoin 2018 et une estimation pour l'année 2019, basée sur la proposition du Distributeur de hausser à 36 kWh-jour et 40 kWh-jour le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche en 2018 et 2019 respectivement. Veuillez expliquer tout écart significatif avec la répartition présentée au préambule (i).

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 26.1.

Tarif de développement économique

27. Références : (i) Pièce [B-0047](#), p. 55 et 56;  
(ii) Décision [D-2015-018](#), p. 248.

Préambule :

(i) « À ce jour, le Distributeur a conclu des ententes avec 15 clients. Six de ces clients, principalement des centres de données, bénéficient actuellement du TDÉ.

Le tableau 14 présente la simulation de la neutralité du TDÉ. Outre le coût à la marge qui est basé sur le signal des coûts évités de l'énergie et de la puissance du présent dossier, les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitée lors du dossier tarifaire R-3905-2014 sont reconduites. »

TABLEAU 14 :  
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/KWH)

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patri-monial	Achats	Puis.	Four-niture	Trans- port	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,0	0,01	0,2	3,3	0,2	3,5	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE	3,1	0,04	0,2	3,4	0,2	3,6	0,5	4,1	-20,0%	5,1
2022	TDE	3,2	0,09	0,3	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2023	TDE	3,2	0,12	0,3	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2024	TDE + transition	3,3	0,14	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,1
2025	TDE + transition	3,4	0,17	1,47	5,0	0,2	5,2	(0,5)	4,7	-10,0%	5,2
2026	TDE + transition	3,4	0,21	1,50	5,1	0,2	5,3	(0,4)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 2015-2026 5,053%		3,1	0,1	0,5	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-18,0%	5,0

(ii) « [1045] Ce suivi annuel devra, entre autres, présenter les volumes d'énergie qui seront offerts à ce nouveau tarif, selon les ententes acceptées ou prévues par le Distributeur, ainsi qu'une mise à jour de la simulation de la rentabilité du tarif, incluant le détail des hypothèses sous-jacentes, tels que présentés au tableau R-6.1 de la pièce B-0107. Ce suivi annuel devra également inclure une estimation de l'impact du tarif sur les besoins en puissance du Distributeur ainsi que sur les coûts d'approvisionnement en puissance sur la période couverte par le tarif. » [nous soulignons]

Demandes :

27.1 Veuillez ventiler le nombre d'ententes conclues par tarif M, LG et L. Veuillez spécifier le nombre de centres de données parmi les 15 clients du préambule (i).

**Réponse :**

1            **La répartition par tarif des 15 clients acceptés au TDÉ au moment du dépôt de**  
2            **la demande tarifaire est la suivante : 5 projets au tarif M, 6 au tarif LG et 4 au**  
3            **tarif L. De ce nombre, 10 ententes concernent des centres de données.**

27.2 Veuillez estimer les volumes d'énergie qui seront offerts au TDÉ selon les ententes acceptées ou prévues par le Distributeur, tel que demandé au préambule (ii), ainsi que l'impact sur les besoins en puissance.

**Réponse :**

4            **Le potentiel estimé de ventes annuelles pour les 15 clients acceptés au TDÉ**  
5            **est de l'ordre de 1,5 TWh pour un impact sur les besoins en puissance**  
6            **d'environ 200 MW.**

27.3 Veuillez préciser comment a été établi le coût à la marge des achats pour les années 2017 à 2021, au tableau du préambule (i), et expliciter les hypothèses retenues.

**Réponse :**

7            **Voir la réponse à la question 4.1.**

#### **Tarif de relance industrielle**

**28. Référence :** Pièce [B-0047](#), p. 50.

**Préambule :**

*« Puisque les objectifs du tarif de relance industrielle sont comparables à ceux du TDÉ, le Distributeur propose d'appliquer des conditions d'admissibilité similaires à ce dernier :*

- la charge additionnelle devrait être d'au moins 500 kW ;*
- le client devrait attester que l'augmentation du taux d'utilisation des capacités de production de l'usine est directement tributaire du tarif consenti ;*
- l'usine visée devrait présenter un potentiel d'ajout net de nouvelles charges. Ainsi, une augmentation de charge découlant d'un transfert de production entre des entités d'une même entreprise ou d'entreprises différentes au Québec ne serait pas admissible ;*



- la demande d'adhésion du client devra inclure les renseignements suivants : une description sommaire de la situation de l'usine, une estimation de la charge additionnelle prévue et la date prévue de la mise en service.

Les conditions suivantes s'appliqueraient également :

- le client devrait s'engager pour un minimum de 3 périodes de consommation au cours des 12 périodes mensuelles consécutives suivant l'adhésion au tarif ; » [nous soulignons]

#### **Demandes :**

28.1 Veuillez préciser comment le Distributeur entend déterminer ce que constitue « *un potentiel d'ajout net de nouvelles charges* » par rapport à l'ajout de charge additionnelle.

#### **Réponse :**

1           **Pour être admissible au tarif de relance industrielle (TRI), la charge devra**  
2           **représenter un ajout net de nouvelles charges au Québec, c'est-à-dire qu'elle**  
3           **ne pourra pas provenir d'un transfert de charges d'une autre usine située au**  
4           **Québec. Elle devra résulter de capacités de production existantes, mais qui**  
5           **demeurent inutilisées compte tenu de l'offre tarifaire actuelle. Le Distributeur**  
6           **s'assurera, par l'entremise de ses délégués, que les ventes admissibles au**  
7           **TRI sont de nouvelles ventes qui ne se seraient pas concrétisées autrement.**  
8           **Voir également la réponse à la question 2.8 de l'ACEFO à la pièce HQD-15,**  
9           **document 2 (B-0082).**

28.2 Veuillez préciser pourquoi le Distributeur a fixé à 3 périodes de consommation cet engagement minimal.

#### **Réponse :**

10           **Le Distributeur estime que cet engagement minimal permettra d'attirer et de**  
11           **consolider des capacités de production supplémentaires.**  
12           **Cet engagement minimal constitue un des paramètres qu'un siège social**  
13           **devra prendre en considération pour l'optimisation de sa production parmi**  
14           **ses différents sites de production. Tout en générant des ventes**  
15           **supplémentaires pour le Distributeur, ce critère, combiné aux autres**  
16           **modalités du tarif, devrait contribuer à l'expansion d'activités industrielles au**  
17           **Québec et à générer des retombées économiques.**

29. Références : (i) Pièce B-0049, p. 132;  
(ii) Pièce [B-0049](#), p. 147.

**Préambule :**

(i) « période de référence » : l'intervalle de 3 périodes de consommation consécutives qui précède l'adhésion du client à l'option d'électricité additionnelle. »

(ii) « période historique » : les 12 périodes de consommation consécutives précédant la date à laquelle le client demande d'adhérer au tarif de relance industrielle. Dans le cas où ces 12 périodes de consommation ne reflètent pas le profil de consommation normal du client à l'exclusion des capacités de production inutilisées ou avant la conversion à l'électricité du ou des procédés industriels, Hydro-Québec peut considérer comme étant la période historique toute autre plage de temps jugée plus adéquate ou se baser sur d'autres critères pour déterminer le profil de consommation normal. » [nous soulignons]

**Demande :**

29.1 Veuillez expliquer quels sont les autres critères auquel le Distributeur fait référence en fournissant quelques exemples de situations où cela pourrait être requis.

**Réponse :**

1           **Pour l'application de ce nouveau tarif, le Distributeur pourra utiliser, si**  
2           **nécessaire, d'autres critères que l'historique des 12 périodes consécutives**  
3           **précédant la demande du client pour déterminer le profil de consommation**  
4           **normal d'un client.**

5           **À titre d'exemple, le Distributeur pourrait adapter la période historique pour**  
6           **tenir compte d'événements exceptionnels non représentatifs de la**  
7           **consommation normale d'un client, tels que des modifications significatives**  
8           **apportées au procédé de fabrication, un conflit de travail, une production**  
9           **cyclique ou saisonnière ou tout autre événement exceptionnel.**

30. Références : (i) Pièce B-0047, p. 49;  
(ii) Pièce [B-0047](#), p. 50;  
(iii) Pièce [B-0019](#), p. 13;  
(iv) Pièce [B-0049](#), p. 133 et 134;  
(iv) Dossier R-3905-2014, pièce [B-0049](#), p. 12;  
(v) Pièce [B-0047](#), p. 56.

**Préambule :**

(i) « Le tarif de relance industrielle s'adresse quant à lui aux clients existants au tarif L qui pourraient s'engager à remettre en exploitation des capacités de production inutilisées d'une

usine ou à convertir à l'électricité un procédé industriel. Ce tarif, offert sur une base non ferme, serait basé sur le coût évité de l'électricité du Distributeur et sujet à des périodes de restriction en hiver. » [nous soulignons]

(ii) « Comme pour l'option d'électricité additionnelle, le prix proposé refléterait le coût évité de l'électricité du Distributeur, établi selon la formule décrite à l'article 6.32 des Tarifs. Le prix applicable ne pourrait toutefois être inférieur au prix de l'énergie du tarif L, soit 3,30 ¢/kWh proposé au 1<sup>er</sup> avril 2018. La charge historique ferait l'objet d'une consommation de référence facturée au tarif L. » [nous soulignons]

(iii)

**TABLEAU A-5 :**  
**COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF L**  
**EN ¢/KWH DE 2018**

(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante <sup>1</sup> (10 ans)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Tous les usages</b>	5,02	4,26	4,34	4,42	4,50	4,59	4,68	5,95	6,07	6,19	6,31
Fourniture - Transport	4,90	4,14	4,22	4,30	4,38	4,46	4,55	5,82	5,94	6,05	6,17
Transport - Charge locale	0,13	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14
Distribution	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

<sup>1</sup> Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,053%.

(iv) « **6.32 Détermination du prix de l'électricité additionnelle**  
Le prix applicable à l'option d'électricité additionnelle correspond :

a) en période d'hiver, au résultat de la formule suivante :

$$\frac{HAP \times CEEh + (Hh - HAP) \times CEP}{Hh}$$

où

HAP = le nombre d'heures pour lesquelles Hydro-Québec prévoit faire des achats de court terme sur les marchés durant la période d'hiver ;  
CEEh = le coût évité en énergie d'Hydro-Québec pour la période d'hiver ;  
CEP = le coût moyen de l'électricité patrimoniale en vigueur ;  
Hh = le nombre total d'heures de la période d'hiver ;

ou

b) en période d'été, au coût moyen de l'électricité patrimoniale en vigueur.

Le prix de l'électricité additionnelle ne peut être inférieur au prix moyen du tarif L pour une alimentation à 120 kV et un facteur d'utilisation de 100 %, soit 4,66 ¢ le kilowattheure. » [nous soulignons]

La Régie remarque que le Tarif de relance industrielle proposé par le Distributeur reprend de nombreuses dispositions et conditions d'application de l'option d'électricité additionnelle (OÉA) pour la clientèle grande puissance, mais comporte également quelques différences, dont celle soulignée au préambule (iv).

(v) « Le prix de l'OÉA est contraint par un prix plancher établi sur la base d'une charge à 100 % de facteur d'utilisation au tarif M ou au tarif L, selon le cas. »

« Outre le coût moyen de l'électricité patrimoniale qui est présenté dans le présent dossier, les autres données nécessaires pour déterminer le prix de l'OÉA pour l'hiver 2015-2016, soit le coût évité en énergie et le nombre d'heures durant lesquelles des achats sont planifiés, seront présentées dans le dossier tarifaire 2016-2017. Ainsi, pour toutes les années suivantes, le prix de l'OÉA pour l'hiver sera établi à partir de l'information versée au dossier tarifaire déposé avant l'hiver visé. » [nous soulignons]

(vi)

TABLEAU 14 :  
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/KWH)

Année	Tarif	Coût à la marge					Total	Écart	Tarif de développement économique		
		Patri- monial	Achats	Puis.	Four- niture	Trans- port			Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,0	0,01	0,2	3,3	0,2	3,5	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE	3,1	0,04	0,2	3,4	0,2	3,6	0,5	4,1	-20,0%	5,1
2022	TDE	3,2	0,09	0,3	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2023	TDE	3,2	0,12	0,3	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2024	TDE + transition	3,3	0,14	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,1
2025	TDE + transition	3,4	0,17	1,47	5,0	0,2	5,2	(0,5)	4,7	-10,0%	5,2
2026	TDE + transition	3,4	0,21	1,50	5,1	0,2	5,3	(0,4)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 2015-2026 5,053%		3,1	0,1	0,5	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-18,0%	5,0

**Demandes :**

30.1 Veuillez concilier, expliquer et quantifier ce qui distingue les diverses notions de coût évité présentées par le Distributeur aux Préambule (i), (ii) et (iii), ainsi que la notion de coût à la marge présentée au préambule (vi).

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 4.1.**

30.2 Veuillez rappeler la justification du prix plancher de l'OÉA, présenté aux Préambule (iv) et (v), expliquer comment son prix est établi et pourquoi ce dernier ne s'appliquerait pas au tarif de relance industrielle considérant que le prix de ce tarif est fixé selon les mêmes paramètres que le prix de l'OÉA.

Réponse :

1 Le prix plancher de l'OÉA pour la clientèle de grande puissance, précisé à  
2 l'article 6.32 des Tarifs, correspond au prix moyen du tarif L en considérant un  
3 facteur d'utilisation de 100 % et une alimentation à 120 kV.

4 Le Distributeur a introduit ce prix plancher dans le dossier R-3708-2009<sup>18</sup> afin  
5 de s'assurer que les ventes à l'OÉA ne se substituent pas aux ventes au  
6 tarif L. Cette modalité a été acceptée par la Régie dans sa décision  
7 D-2010-022<sup>19</sup>.

8 Le Distributeur a vérifié auprès de la clientèle industrielle les opportunités de  
9 remise en marche de capacités de production qui résulteraient d'une offre  
10 tarifaire plus concurrentielle. En fixant le prix plancher du TRI au prix de  
11 l'énergie du tarif L, le Distributeur vise à favoriser la remise en marche de  
12 capacités de production qui n'auraient pas été remises en marche autrement,  
13 tout en assurant un revenu minimal supérieur à la valeur de l'énergie sur les  
14 marchés de court terme pour le Distributeur établi selon la formule de l'OÉA.

30.3 Veuillez indiquer dans quelle pièce au dossier se retrouve l'information soulignée au  
préambule (v) permettant d'établir le prix de l'OÉA. Veuillez déposer l'information, au  
besoin, et veuillez fournir le prix de l'OÉA pour la période d'hiver 2017-2018 en  
fournissant le détail du calcul.

Réponse :

15 Pour la période d'hiver 2017-2018, l'OÉA est au prix plancher de 46,60 \$/MWh,  
16 car la formule indiquée à la référence (iv) donne un résultat inférieur à celui-ci.

17 Les sources d'information nécessaires à ce calcul sont les suivantes :

- 18 • Coût évité en énergie pour la période hivernale : pièce HQD-4,  
19 document 4 (B-0019), page 5 ;
- 20 • Coût moyen de l'électricité patrimoniale : pièce HQD-6, document 2  
21 (B-0023), page 6 ;
- 22 • Nombre total d'heures de la période d'hiver : dossier R-3905-2014,  
23 pièce HQD-14, document 2 (B-0049), page 13, lignes 13 à 19.

24 Pour le nombre d'heures d'achats pour les besoins d'hiver, le Distributeur  
25 invite la Régie à se référer au dossier R-4000-2017, à la réponse à la  
26 question 4.2 de la demande de renseignements n° 2 de la FCEI, à la pièce  
27 HQD-2, document 4.2 (B-0057).

<sup>18</sup> Pièce HQD-12, document 2, page 63, lignes 16 et 17.

<sup>19</sup> Décision D-2010-022, paragraphe 578.

30.4 À l'aide d'exemples de cas-type, veuillez présenter le détail du calcul ainsi que le total de la facture de clients similaires facturés selon l'OÉA et selon le tarif de relance industrielle. Veuillez expliquer les différences et justifier les écarts significatifs du prix moyen de l'électricité (en ¢ par kWh), le cas échéant.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur souhaite dans un premier temps mentionner que l'OÉA et le**  
2           **TRI ne répondent pas aux mêmes besoins de la clientèle de grande puissance.**  
3           **L'OÉA permet à des clients de consommer une quantité d'électricité qu'ils**  
4           **n'auraient pas consommée autrement, par exemple pour répondre à une**  
5           **commande ponctuelle.**

6           **À la différence de l'OÉA, le TRI constitue une mesure plus structurante en**  
7           **visant la remise en exploitation de capacités de production inutilisées ou la**  
8           **conversion de procédés industriels à l'électricité pour une charge minimale de**  
9           **500 kW pour une période minimale de trois périodes de consommation. Dans**  
10           **de tels cas tributaires des conditions de marché hors Québec, un prix**  
11           **compétitif est requis pour attirer de nouvelles charges.**

12           **Dans le cas où un client bénéficierait actuellement de l'OÉA, l'article 6.66**  
13           **proposé vient établir les modalités de facturation pour les clients au tarif L qui**  
14           **adhéreraient simultanément au TRI et à l'OÉA.**

15           **Le tableau R-30.4 présente, à titre illustratif, le cas théorique d'un client dont**  
16           **la puissance de référence (OÉA) ou la puissance historique (TRI) est de**  
17           **20 MW pour une consommation de 13 200 000 kWh et une consommation de**  
18           **2 600 000 kWh à l'une ou l'autre des options. L'écart de 36 400 \$ (759 352 \$ -**  
19           **722 952 \$) entre les deux factures provient de la différence de 0,014 ¢/kWh**  
20           **(0,0470 ¢/kWh - 0,0330 ¢/kWh) entre les prix unitaires de l'OÉA et du TRI.**

**TABLEAU R-30.4 :**  
**EXEMPLE DE FACTURATION D'UN CLIENT AU TARIF L – OÉA OU TRI**

Puissance de référence / historique	20 000	kW		Tarif proposés au 1er avril 2018		Facture Tarif L + OÉA	Facture Tarif L + TRI
<b>Facturation au Tarif L</b>							
Prime de puissance	20 000	kW	X	12,9600	\$	259 200 \$	259 200 \$
Crédit d'alimentation	20 000	kW	X	2,7030	\$	-54 060 \$	-54 060 \$
Rajustement pour pertes de transformation	20 000	kW	X	0,1794	\$	-3 588 \$	-3 588 \$
Consommation	13 200 000	kWh	X	0,0330	\$	435 600 \$	435 600 \$
<b>Total Tarif L pour la période:</b>						<b>637 152 \$</b>	<b>637 152 \$</b>
<b>Électricité additionnelle</b>							
Énergie réelle pour la période	15 800 000	kWh					
Moins énergie de référence	13 200 000	kWh					
<b>Électricité additionnelle pour la période</b>	<b>2 600 000</b>	<b>kWh</b>	<b>X</b>	<b>0,0470</b>	<b>\$</b>	<b>122 200 \$</b>	
<b>Tarif de relance industrielle</b>							
Énergie réelle pour la période	15 800 000	kWh					
Moins énergie historique	13 200 000	kWh					
<b>Tarif de relance industrielle pour la période</b>	<b>2 600 000</b>	<b>kWh</b>	<b>X</b>	<b>0,0330</b>	<b>\$</b>		<b>85 800 \$</b>
<b>Total:</b>						<b>759 352 \$</b>	<b>722 952 \$</b>
<b>Coût unitaire moyen (en ¢/kWh)</b>						<b>0,0481</b>	<b>0,0458</b>

### Tarif L

31. **Références :** (i) Rapport Annuel 2016, Pièce [HQD-12, document 1](#), p. 51;  
(ii) Pièce [B-0080](#), p. 129.

### Préambule :

(i) « 20.1 Veuillez ventiler le nombre d'abonnements au tarif L présenté au préambule (i) entre les tarifs L, LD, LP, LR et H pour les années 2014 à 2016. Veuillez élaborer sur l'augmentation du nombre de clients industriels au tarif L en 2016 et sur son impact sur les ventes.

Réponse :

Le Distributeur présente, au tableau R-20.1A, la ventilation du nombre d'abonnements au tarif L pour les années 2014 à 2016.

**TABLEAU R-20.1A :**  
**VENTILATION DU NOMBRE D'ABONNEMENTS AU TARIF L 2014-2016**

	2014	2015	2016
D	3 539 116	3 579 293	3 616 274
DM	197 417	195 519	194 723
DT	121 249	116 144	113 995
G	287 135	287 539	282 373
G9	3 630	3 798	3 952
M	26 836	27 891	28 415
LG	105	102	107
L	156	153	157
L	153	151	155
LD			
LP	2	1	1
LR			
H	1	1	1
Contrats spéciaux	8	8	11
Éclairage	4 198	4 274	4 534
<b>Total</b>	<b>4 179 850</b>	<b>4 214 721</b>	<b>4 244 541</b>

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

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

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

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

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

Demandes :



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

**Réponse :**

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

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

**Réponse :**

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

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

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

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

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

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

- 32. Références :** (i) Pièce [B-0047](#), p. 51;  
(ii) Dossier R-3972-2016, pièce [C-HQD-0004](#), p. 59.

**Préambule :**

(i) « Dans son Avis, la Régie indique qu'elle est favorable à un accroissement de la souplesse tarifaire pour les clients industriels afin d'améliorer leur compétitivité. À cet égard, il est proposé d'étendre l'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture, prévu à l'article 5.12, aux conflits de travail et aux bris d'équipement dans le poste électrique du client.

*Actuellement, afin de se prémunir contre un éventuel conflit de travail à leur entreprise ou d'un bris d'équipement dans leur poste électrique, certains clients se privent de la flexibilité que leur procure le mécanisme de la puissance souscrite et préfèrent réserver la possibilité de la diminuer advenant de tels événements. Ce comportement est induit par l'obligation du respect du délai de 12 périodes de consommation complètes à compter de la dernière augmentation ou diminution de la puissance souscrite avant de pouvoir l'abaisser.*

*Les événements visés surviennent en de rares occasions. À titre illustratif, au cours de la période de 2013 à 2016, le Distributeur a recensé six conflits de travail et des bris d'équipement dans le poste électrique chez moins de 2 % des clients industriels. Dans la majorité des cas, les clients ont utilisé le mécanisme de puissance souscrite pour limiter les impacts financiers de ces événements. Toutefois, certains de leurs fournisseurs de biens et services identifient spécifiquement les conflits de travail comme motif permettant un allègement de l'engagement du client. La modification proposée pourrait leur permettre de faire une utilisation adéquate de la puissance souscrite, correspondant à la cyclicité de la production de leur usine, sans encourir d'impacts financiers pour ces situations occasionnelles. [nous soulignons]*

(ii) « 5.12 Crédit pour interruption ou diminution de la Fourniture

*Le client peut obtenir un crédit sur le montant à payer pour la puissance lorsque, pendant une période continue d'au moins 1 heure :*

*a) l'électricité ne lui a pas été fournie parce qu'Hydro-Québec a interrompu l'alimentation, ou*

*b) le client a été empêché d'utiliser l'électricité, totalement ou en partie, à la demande d'Hydro-Québec, ou*

*c) le client a été empêché d'utiliser l'électricité, totalement ou en partie, en raison d'une guerre, d'une rébellion, d'une émeute, d'une épidémie grave, d'un incendie ou de tout autre événement de force majeure, à l'exclusion des grèves ou des lock-out qui peuvent survenir au sein de son entreprise. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

32.1 Veuillez préciser si tous les clients industriels au tarif L se prévalent du droit de diminuer leur puissance souscrite après un délai de 12 périodes de consommation. Si

non, veuillez préciser quel pourcentage des clients industriels se prévalent annuellement de cette possibilité.

**Réponse :**

1           **La plupart des clients ne se prévalent pas du droit de diminuer leur puissance**  
2           **souscrite après un délai de 12 périodes de consommation. Comme mentionné**  
3           **au préambule (i), ces clients conservent ce droit pour se prémunir contre un**  
4           **éventuel conflit de travail, d'un bris d'équipement dans leur poste électrique,**  
5           **ou autre événement non prévu. Au cours de la période de 2013 à 2016,**  
6           **seulement 33 % des abonnements au tarif L ont connu une diminution de leur**  
7           **puissance souscrite à plus d'une reprise.**

32.2 Basé sur l'expérience de 2013 à 2016, veuillez préciser dans combien de cas les clients ont utilisé le mécanisme de puissance souscrite pour limiter les impacts financiers pour chacun des types d'événements soulignés au préambule (i).

**Réponse :**

8           **Au cours de la période de 2013 à 2016, le Distributeur a recensé cinq conflits**  
9           **de travail chez les clients du tarif L, comparativement aux six dont il est fait**  
10           **mention à la pièce HQD-13, document 2 (B-0047), et deux bris d'équipements**  
11           **dans le poste électrique de clients. De ces sept cas :**

- 12           • **deux clients ont utilisé le mécanisme de puissance souscrite pour**  
13           **limiter les impacts financiers ;**
- 14           • **trois clients n'ont pas été en mesure de réduire leur puissance**  
15           **souscrite à cause du délai minimal de 12 périodes de consommation**  
16           **ou du seuil minimal de 5 000 kW applicable au tarif L ;**
- 17           • **deux clients n'ont pas jugé nécessaire de réduire leur puissance**  
18           **souscrite, l'impact sur leur production n'étant pas significatif.**

32.3 Basé sur l'expérience de 2013 à 2016, veuillez estimer l'impact monétaire, chez ces clients, du renoncement à la flexibilité que leur procure habituellement le mécanisme de diminution de la puissance souscrite pour l'année où sont survenus les six conflits de travail et les bris d'équipement dans leur poste électrique. Veuillez commenter pour chacun des types d'événement.

**Réponse :**

19           **Tel qu'il est mentionné à la réponse à la question 32.2, deux clients ont choisi**  
20           **de réduire, au cours de la période 2013 à 2016, leur puissance souscrite à la**  
21           **suite d'un conflit de travail ou d'un bris d'équipement dans leur poste**

1 électrique. Cette diminution de puissance souscrite a procuré aux clients une  
2 économie de facture totale de l'ordre de 5,3 M\$, toutes choses étant égales  
3 par ailleurs. Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir le montant associé  
4 à chacun des types d'événements par souci de confidentialité.

5 Pour les cinq autres clients touchés par un conflit de travail ou par un bris  
6 d'équipement dans leur poste électrique, l'impact d'une réduction de leur  
7 puissance souscrite a été négligeable, soit parce que l'événement était de  
8 courte durée ou parce que le potentiel de réduction de puissance souscrite  
9 était minime.

10 Le Distributeur n'est pas en mesure d'évaluer l'impact financier de ce choix  
11 pour les clients qui, pour se prémunir contre un éventuel conflit de travail ou  
12 un bris d'équipement, se sont privés de la flexibilité offerte par le mécanisme  
13 de puissance souscrite. Cependant, les données mentionnées précédemment  
14 montrent qu'il peut être très coûteux pour un client de ne plus avoir la  
15 possibilité de réduire sa puissance souscrite lorsqu'il est touché par de tels  
16 événements.

32.4 Veuillez indiquer si l'inclusion des grèves, des lock-out et des bris d'équipement dans les postes électriques des clients se retrouve fréquemment parmi les événements de force majeure donnant droit aux crédits pour interruption ou réduction de la fourniture chez d'autres distributeurs d'électricité en Amérique du nord. Le cas échéant, veuillez fournir des exemples pour chacun des types d'événement et commenter.

**Réponse :**

17 Afin de savoir si les conflits de travail et les bris d'équipement dans les  
18 postes électriques des clients se retrouvent généralement parmi les clauses  
19 contractuelles définissant un événement de force majeure, l'AQCIE a consulté  
20 ses membres sur les pratiques en vigueur en Amérique du Nord. Comme ces  
21 informations sont des clauses incluses dans des ententes contractuelles  
22 confidentielles, le Distributeur suggère à la Régie de s'adresser directement à  
23 l'AQCIE pour obtenir plus d'informations.

**Recharge des véhicules électriques**

33. Références : (i) Pièce [B-0047](#), p. 57;  
(ii) Site web de ConEdison, [electric-vehicle-rewards](#).

**Préambule :**

(i) « Dans sa décision D-2017-022, la Régie demande également au Distributeur d'entreprendre des sondages auprès des propriétaires de véhicules électriques afin de documenter leurs habitudes de consommation et l'usage des bornes de recharge. Plus particulièrement, elle lui demande de documenter l'impact de la recharge sur la pointe coïncidente.

Aux fins de cet exercice, le Distributeur utilisera l'information recueillie dans le cadre du programme Charge the North, une initiative de FleetCarma financée par Ressources naturelles Canada. Ce programme vise à recueillir les données de recharge et d'utilisation de véhicules électriques afin de documenter leur déploiement sur les territoires desservis par des distributeurs d'électricité au Canada. Les données recueillies par l'entremise d'un système de diagnostic embarqué, soit un dispositif installé à même la voiture, seront acheminées directement à FleetCarma.

La collecte de données se terminera le 31 mars 2019. À ce jour, plus de 300 participants au programme proviennent du Québec.

Le Distributeur évaluera également la possibilité d'utiliser le même type de dispositif pour recueillir des données sur les habitudes de consommation d'un échantillon représentatif de ses clients propriétaires de véhicules électriques, dont des données relatives à la recharge à une fréquence horaire ou moindre. » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(ii) « **SmartCharge New York**

*Join the community of electric-vehicle drivers who are earning rewards for charging at off-peak times. You'll get a free "C2" connected car device that unlocks access to your driving and charging data.*

*We are partnering with FleetCarma to help you track how efficiently you drive, your carbon footprint, your battery health, and more. You can also share your stats and experiences with other electric vehicle drivers to see how you compare.*

*Charging off-peak helps reduce stress on the energy grid, making service more reliable for everyone.*

**SmartCharge Rewards™**

*Get \$50 for installing and activating your C2. Then, earn more throughout the year when you charge within New York City and Westchester (exclusions apply).*

**June – September**

*Get \$5 per month for keeping the device plugged in your vehicle and charging in the Con Edison service territory. Get a \$20 bonus when you charge your vehicle at any time other than 2–6 p.m. on weekdays. Earn 5 cents per kilowatt hour (kWh) by charging between midnight and 8 a.m. any day.*

**October – May**

*Earn \$5 a month for keeping the device plugged in and charging in the Con Edison service territory.*

*Earn an extra 5 cents per kilowatt hour (kWh) by charging between midnight and 8 a.m. any day. »*

**Demandes :**

33.1 Veuillez préciser à quel moment la collecte de données débutera et combien de participants seront nécessaires, selon le Distributeur, afin que les données recueillies donnent des résultats significatifs. Veuillez commenter.

**Réponse :**

1 **Plus de 300 propriétaires de véhicules électriques au Québec participent au**  
2 **programme et à l'acquisition de données effectuée par la firme FleetCarma. Ce**  
3 **programme a débuté au début de l'automne 2017.**

4 **Le Distributeur estime qu'un échantillon de 250 participants est nécessaire**  
5 **pour obtenir une précision de +/- 10 % sur l'impact de la recharge à la pointe**  
6 **coïncidente à un niveau de confiance de 90 %.**

33.2 À l'instar de ConEdison qui utilise FleetCarma pour son programme SmartCharge Rewards, veuillez élaborer sur les possibilités, les avantages et les inconvénients, pour le Distributeur, d'utiliser les services d'une firme externe, tel que FleetCarma, afin de mesurer l'impact de la recharge des véhicules électriques sur le réseau et afin d'encourager la recharge durant les heures hors-pointes.

**Réponse :**

7 **Le type de service offert par l'entreprise FleetCarma pourrait effectivement**  
8 **permettre de documenter l'usage de la recharge et l'impact à la pointe. C'est**  
9 **d'ailleurs pourquoi le Québec fait partie des provinces participant au**  
10 **programme *Charge the North*. Avec 300 participants québécois inscrits au**  
11 **programme, ce dernier offre une opportunité au Distributeur de documenter**  
12 **cet usage à partir de données agrégées sur son territoire tout en ne**  
13 **nécessitant aucun investissement de sa part.**

14 **Le Distributeur documentera également l'usage de recharge par l'entremise**  
15 **des données recueillies à partir du tarif expérimental BR.**

16 **Par ailleurs, le marché des véhicules électriques évolue rapidement. Le**  
17 **Distributeur constate que la récente arrivée de véhicules avec une autonomie**  
18 **prolongée (environ 300 km), plus abordables que les modèles précédents,**  
19 **aura un impact sur l'offre de véhicules électriques ainsi que sur les habitudes**  
20 **de recharge des usagers. À titre indicatif, la Chevrolet Bolt, disponible depuis**  
21 **mars 2017, représente déjà près de 4 % de la flotte des véhicules électriques**

1 enregistré au Québec. Il faut également noter que le déploiement des  
2 véhicules électriques est tributaire du nombre de bornes de recharge rapide à  
3 courant continu (BRCC) disponibles. Les habitudes de recharge seront donc  
4 appelées à évoluer.

5 Ainsi, dans un premier temps, le Distributeur effectuera ses constats à partir  
6 des données provenant du programme et de celles recueillies à partir du tarif  
7 expérimental BR. Une fois que les véhicules électriques rechargeables à plus  
8 grande autonomie auront davantage pénétré le marché, le Distributeur  
9 pourrait évaluer l'intérêt d'investir dans un programme de recherche ciblé  
10 donnant accès à des données de recharge détaillées.

11 Quant à la façon d'encourager la recharge en dehors des heures de pointe, le  
12 Distributeur entend, en suivi de l'Avis de la Régie, introduire une tarification  
13 dynamique qui pourra contribuer au déplacement de la charge.

### Bilan des réformes aux tarifs généraux et industriel

34. **Références :** (i) Pièce [B-0047](#), p. 66;  
(ii) Pièce [B-0047](#), p. 8;  
(ii) Dossier R-3972-2016, pièce [C-HQD-0004](#), p. 18.

#### Préambule :

(i) « Au-delà des orientations sur les hausses des composantes tarifaires, le Distributeur a amorcé un rééquilibrage des tarifs généraux en faveur du tarif M afin de rapprocher son évolution de celle du tarif L, d'améliorer l'avantage comparatif pour la clientèle de moyenne puissance et d'alléger la pression tarifaire sur les PME.

*Le rééquilibrage des tarifs généraux consiste à appliquer une hausse moindre au tarif M compensée par des hausses plus élevées aux tarifs G et LG, sans toutefois être inférieure à la hausse du tarif L. Tel qu'il est illustré au tableau 20, ces tarifs n'ont connu une hausse supérieure à la hausse moyenne qu'en 2014. Par la suite, afin de limiter l'impact sur les réseaux municipaux, sujets aux mesures transitoires découlant de l'introduction au tarif LG du mécanisme automatique de fixation de la PFM, le rééquilibrage s'est limité aux revenus additionnels associés à l'introduction de ce mécanisme.*

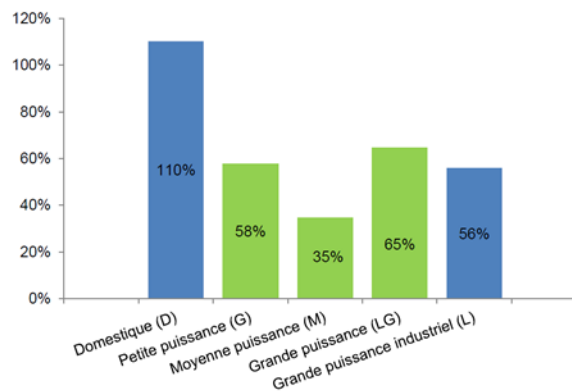
*À ce jour, le rééquilibrage a permis d'augmenter le tarif M de 0,8 % de moins que la hausse tarifaire moyenne sur les quatre années d'application, alors que les tarifs G et LG ont augmenté respectivement de 0,6 % et de 1,0 % de plus que la hausse moyenne. » [nous soulignons]*

(ii) « *Le Distributeur propose de reconduire la stratégie de rééquilibrage des tarifs généraux afin d'alléger la pression sur les petites et moyennes entreprises (« PME »), tout*

en visant des structures tarifaires mieux équilibrées. Plus particulièrement, l'ajustement en faveur du tarif M se limite, encore cette année, uniquement aux revenus additionnels associés à l'introduction graduelle du mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale (« PFM ») au tarif LG, soit environ 0,8 M\$. Ce montant étant plus faible pour l'année 2018, la hausse du tarif M n'est que très légèrement réduite. » [nous soulignons]

(iii)

FIGURE 2 :  
AVANTAGE DES TARIFS AU QUÉBEC  
PAR RAPPORT AUX AUTRES TARIFS EN AMÉRIQUE DU NORD



La Régie produit un tableau présentant l'évolution de l'écart entre les ajustements tarifaires au tarif M par rapport à l'ensemble des tarifs généraux.

Évolution des ajustements tarifaires : Rééquilibrage des tarifs généraux en faveur du tarif M	2014	2015	2016	2017	2018
Tarifs généraux :	4,3%	2,9%	0,7%	0,7%	1,1%
Tarif G	4,8%	2,9%	0,7%	0,7%	1,1%
Tarif M	3,8%	2,7%	0,6%	0,6%	1,1%
Tarif LG	5,3%	3,5%	0,7%	0,7%	1,1%
Écart Tarif M - Tarifs généraux	-0,5%	-0,2%	-0,1%	-0,1%	0,0%

Sources : 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 :

34.1 Veuillez préciser si l'objectif du rééquilibrage en faveur du tarif M souligné au préambule (i) demeure toujours aussi pertinent selon le Distributeur. Veuillez commenter.

## Réponse :

- 1 **Le Distributeur confirme que l'objectif du rééquilibrage en faveur du tarif M**
- 2 **demeure toujours aussi pertinent. Cependant, le Distributeur vise à atteindre**
- 3 **les objectifs poursuivis par ce rééquilibrage dans le respect d'autres**
- 4 **considérations, tel l'impact sur la clientèle. Plus spécifiquement, l'introduction**



1            **du mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale**  
2            **(PFM) a un impact sur les clients redistributeurs d'électricité au tarif LG.**

3            **Une mesure qui pourrait être envisagée afin de poursuivre le rééquilibrage de**  
4            **façon plus marquée serait d'appliquer des hausses de prix plus importantes**  
5            **aux tarifs G et LG qu'au tarif M, hausses qui respecteraient une balise en**  
6            **pourcentage de la hausse moyenne. La hausse du tarif M devrait cependant**  
7            **demeurer supérieure à celle du tarif L.**

34.2 Considérant que l'avantage compétitif du tarif M demeure bien inférieur à celui des autres tarifs généraux, tel qu'illustré à la figure du préambule (iii), et considérant l'atténuation de l'impact des mesures de rééquilibrage entre 2014 et 2018, passant de -0,5 % en 2014 à 0,0 % en 2018 comme on peut le constater au tableau du préambule (iii), veuillez indiquer quelles autres mesures que celle soulignée au préambule (ii) pourraient être envisagées par le Distributeur afin de poursuivre le rééquilibrage de façon plus marquée. Veuillez commenter.

**Réponse :**

8            **Voir la réponse à la question 34.1.**