

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
 À HYDRO-QUÉBEC RELATIVE AU RAPPORT ANNUEL 2016 DU DISTRIBUTEUR**

**CONCILIATION DE L'ACTIF TOTAL STATUTAIRE ET RÉGLEMENTAIRE**

- 1. Références :** (i) Pièce [HQD-2, document 2.1](#), p. 9, tableau 3;  
 (ii) [Rapport annuel statutaire 2016 d'Hydro-Québec](#), note 3, p. 56.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 3, la conciliation de l'actif total statutaire et de la base de tarification au 31 décembre 2016, dont l'actif total statutaire attribué au Distributeur s'élève à 13 545,6 M\$.
- (ii) Dans son rapport annuel statutaire 2016, Hydro-Québec présente à la note 3 des états financiers consolidés, le détail des actifs réglementaires.

ACTIFS RÉGLEMENTAIRES

	Années prévues d'amortissement	2016	2015
Coûts liés au PGÉÉ	2017-2026	684	800
Coûts liés au déglaceur du poste de Lévis	2017-2047	5	6
Coûts liés à une entente de suspension	2017-2020	482	356
Coûts liés au projet de remplacement des disjoncteurs de modèle PK	À déterminer	51	–
Frais de développement	2017-2021	16	17
Avantages sociaux futurs	À partir de 2017	3 122	2 877
Autre	–	–	5
		<b>4 360</b>	4 061
Actifs réglementaires à court terme		123	122
Actifs réglementaires à long terme		4 237	3 939

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez expliquer le traitement comptable de l'actif réglementaire relié aux « Avantages sociaux futurs » au montant de 3 122 M\$ en 2016 (référence (ii)). Veuillez expliquer également le traitement comptable de l'amortissement prévu à partir de 2017. Veuillez faire le lien avec la norme ASC 980 *Regulated Operations*.
- 1.2 Veuillez quantifier la quote-part du Distributeur de l'actif réglementaire relié aux « Avantages sociaux futurs ».
- 1.3 Veuillez indiquer si la quote-part du Distributeur de l'actif réglementaire relié aux « Avantages sociaux futurs » fait partie de l'actif total statutaire attribué au Distributeur qui s'élève à 13 545,6 M\$. Veuillez expliquer.

## RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES

2. **Référence :** Pièce [HQD-2, document 3](#), p. 7 à 9, tableau 2.

### Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 2, les composantes détaillées des revenus requis 2016. Il présente également les écarts entre le réel et le montant reconnu et ajusté.

### Demandes :

2.1 Veuillez expliquer les écarts suivants reliés aux « Charges brutes directes » :

- Temps supplémentaire +11,8 M\$;
- Comptes à recevoir, intérêts et autres +15,5 M\$;
- Stock, achats, locations et autres +20,1 M\$.

2.2 Veuillez expliquer les écarts suivants reliés aux « Charges de services partagés » :

- Produits d'exploitation TIC +20,4 M\$;
- Service de développement TIC -22,7 M\$;
- Hydro-Québec Équipement +23,0 M\$.

3. **Références :** (i) Pièce [HQD-2, document 3](#), p. 15;  
(ii) Pièce [HQD-2, document 3](#), p. 16.

### Préambule :

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

(ii) « Comme expliqué précédemment, le raffinement apporté à l'évaluation de la portion déjà provisionnée des radiations MFR a entraîné un impact défavorable de 8,4 M\$ sur la dépense de mauvaises créances ».

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez expliquer de façon détaillée le raffinement apporté à l'évaluation de la portion déjà provisionnée des radiations MFR.
- 3.2 Veuillez fournir le détail de la réévaluation au montant de 8,4 M\$ attribuable aux coûts de la stratégie MFR et à la dépense de mauvaises créances. Veuillez présenter les données avant et après le raffinement.

4. **Références :** (i) Pièce [HQD-2, document 3](#), p. 18, tableau 12;  
 (ii) Pièce [HQD-2, document 3](#), p. 14.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 12, les coûts capitalisés par types d'activités.

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

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

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

- (ii) Le Distributeur explique l'écart relié aux activités de base des charges d'exploitation, notamment par une hausse de 15,5 M\$ des « Prestations de travail ». Il indique que :

*« L'écart favorable de 15,5 M\$ est principalement attribuable au comblement de poste des métiers-lignes, correspondant à 12 ETC supplémentaires, ainsi qu'à l'augmentation du nombre d'heures imputées aux investissements compte tenu des besoins du réseau. »*

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez expliquer l'écart des « Prestations de travail » de 11,1 M\$ relié à l'activité de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques (référence (i)).
- 4.2 Veuillez justifier le comblement de poste des métiers-lignes, correspondant à 12 ETC supplémentaires, et l'augmentation du nombre d'heures imputées aux investissements compte tenu des besoins du réseau (référence (ii)).

## BASE DE TARIFICATION

### Mises en service

5. **Références :**
- (i) Pièce [HQD-4, document 2](#), p. 9, tableau 5;
  - (ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0035](#), p. 11, tableau 5;
  - (iii) Décision [D-2016-033](#), p. 154, par. 579.

#### Préambule :

- (i) Dans le rapport annuel 2016, le Distributeur présente au tableau 5, les mises en service réelles vs D-2016-033.

**TABLEAU 5 :**  
**MISES EN SERVICE RÉELLES 2016 vs D-2016-033 (M\$)**

CATÉGORIE D'INVESTISSEMENT	Réel	D-2016-033	Variations
<b>Projets &gt; 10 M\$ déjà autorisés</b>	<b>99,0</b>	<b>123,2</b>	<b>-24,2</b>
<i>Construction de la centrale thermique d'Akulivik</i>	0,8	0,2	0,6
<i>Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)</i>	0,4	1,1	-0,7
<i>Lecture à distance - Phase 1</i>	0,5	0,3	0,2
<i>Lecture à distance - Phases 2 et 3</i>	63,8	52,9	10,9
<i>Travaux de raccordement au réseau de distribution</i>			
<i>Poste Lefrançois</i>	2,5	8,1	-5,6
<i>Poste de Charlesbourg</i>	0,6		0,6
<i>Poste de Limoilou</i>	8,4		8,4
<i>Poste de Port-Daniel</i>	0,1	4,9	-4,8
<i>Poste Charland</i>	0,3	4,0	-3,7
<i>Poste Bélanger</i>	5,2	6,5	-1,3
<i>Poste Henri-Bourassa</i>	5,8	7,3	-1,5
<i>Poste Fleury</i>	0,1		0,1
<i>Poste Duchesnay</i>	1,9	7,0	-5,1
<i>Poste de Baie-Saint-Paul</i>	0,1	14,9	-14,8
<i>Poste d'Adamsville</i>	7,9	16,0	-8,1
<i>Poste Saint-Jean</i>	0,4		0,4
<i>Poste De Lorimier</i>	0,2		0,2
<b>Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'art. 73</b>	<b>14,8</b>	<b>12,0</b>	<b>2,8</b>
<i>Programme d'enfouissement</i>	14,8	12,0	2,8
<b>Ensemble des projets &lt; 10 M\$ (EN BLOC)</b>	<b>543,6</b>	<b>510,5</b>	<b>33,1</b>
<b>TOTAL</b>	<b>657,4</b>	<b>645,7</b>	<b>11,7</b>

- (ii) Dans le dossier tarifaire 2016, le Distributeur présente sa demande, notamment des mises en services des immobilisations, du contrat de location-acquisition, des actifs incorporels et des frais de développement, totalisant 645,7 M\$.

- (iii) Dans sa décision D-2016-033, la Régie a réduit globalement de 100 M\$ la projection de la base de tarification pour l'année témoin 2016 (moyenne des 13 soldes).

**Demandes :**

5.1 Veuillez compléter le tableau 5, en fournissant les composantes des mises en service pour :

- Le réel 2016, totalisant 657,4 M\$;
- La demande du Distributeur, totalisant 645,7 M\$;
- Le montant reconnu par Régie.

Veuillez présenter les écarts entre le réel 2016 et le montant reconnu par la Régie, et expliquer les écarts importants.

5.2 Veuillez expliquer l'écart de l'ensemble des projets inférieurs à 10 M\$ de 33,1 M\$, entre le réel 2016 et le montant demandé par le Distributeur, et entre le réel 2016 et le montant reconnu par la Régie.

**Contributions à des projets de raccordement**

6. **Référence :** Pièce [HQD-4, document 1](#), p. 4 et 6.

**Préambule :**

Le Distributeur présente le détail de la base de tarification pour l'année historique 2016 et celui reconnu suite à la décision D-2016-033.

La base de tarification inclut la rubrique « Contributions à des projets de raccordement » au montant de 414,7 M\$ au 31 décembre 2016 et au montant reconnu de 355,3 M\$ en 2016, soit une hausse de 59,4 M\$.

À partir des rapports annuels du Distributeur, la Régie a préparé le tableau suivant :

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%

**Demandes :**

6.1 Veuillez confirmer les données du tableau préparé par la Régie, présenté au préambule. Veuillez déposer le tableau révisé, le cas échéant.

6.2 Veuillez commenter sur les difficultés à établir les prévisions des « Contributions à des projets de raccordement ». Veuillez expliquer les écarts de 2012 à 2016.

6.3 Veuillez fournir les composantes du compte « Contributions à des projets de raccordement » au montant réalisé de 414,7 M\$ et celui reconnu par la Régie de 355,3 M\$ au 31 décembre 2016 et veuillez expliquer les écarts s’y rapportant. Veuillez fournir l’analyse comparative selon le format des tableaux suivants :

- Dossier R-3933-2015, pièce [B-0041](#), p. 24 à 27, tableaux 15 à 19.

6.4 Veuillez confirmer que le Distributeur sera en mesure de déposer les composantes du compte « Contributions à des projets de raccordement » et l’analyse comparative, à partir du prochain dépôt du rapport annuel.

### Encaisse réglementaire

7. **Références :** (i) Pièce [HQD-4, document 2](#), p. 12, tableau 10;  
(ii) Dossier R-3933-2015, pièce [B-0164](#), p. 12.

#### Préambule :

(i) Dans le rapport annuel 2016, le Distributeur présente au tableau 10, les composantes de l’encaisse réglementaire totalisant 133,4 M\$ au 31 décembre 2016. L’encaisse réglementaire inclut la rubrique « Provision pour créances douteuses » au montant de -237,2 M\$ au 31 décembre 2016.

(ii) Dans le dossier tarifaire 2016, le Distributeur présente les composantes de l’encaisse réglementaire au montant reconnu de 52,1 M\$ par la Régie en 2016. L’encaisse réglementaire inclut la rubrique « Provision pour créances douteuses » au montant reconnu de -325,6 M\$ par la Régie en 2016.

À partir des rapports annuels du Distributeur, la Régie a préparé le tableau suivant :

Provision pour créances douteuses				
Solde au 31 décembre (en M\$)				
	Réel	Autorisé	Variation	
2016	-237,2	-325,6	88,4	-27,1%
2015	-244,5	-315,6	71,1	-22,5%
2014	-306,1	-304,4	-1,7	0,6%
2013	-304,4	-274,4	-30,0	10,9%
2012	-292,4	-252,8	-39,6	15,7%

**Demandes :**

- 7.1 Veuillez confirmer les données du tableau préparé par la Régie, présenté à la référence (ii). Veuillez déposer le tableau révisé, le cas échéant.
- 7.2 Veuillez commenter sur les difficultés à établir les prévisions de la « Provision pour créances douteuses » inclut dans l'encaisse réglementaire. Veuillez expliquer les écarts de 2012 à 2016.
- 7.3 Veuillez expliquer la baisse de 88,4 M\$ entre la provision pour créances douteuses réalisée en 2016 et celle reconnue en 2016.

**COMPTES D'ÉCARTS**

- 8. Références :** (i) Pièce [HQD-4, document 3.1](#), p. 8, tableau 4;  
(ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0160](#), p. 4, tableau R-1.1.

**Préambule :**

- (i) Dans le rapport annuel 2016, le Distributeur présente au tableau 4, les écarts du compte de *pass-on* 2016 par catégories de consommateurs, totalisant -28,8 M\$.
- (ii) Dans le dossier tarifaire 2017, le Distributeur présente au tableau R-1.1, la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés de 2016 (10/2 2016) des écarts du compte de *pass-on* par catégories de consommateurs, totalisant -8,2 M\$.

**Demande :**

- 8.1 Veuillez expliquer l'écart de -20,6 M\$ entre le compte de *pass-on* réel 2016 et la prévision 10/2 2016.

- 9. Références :** (i) Pièce [HQD-4, document 3.1](#), p. 11 et 12, tableau 6;  
(ii) Dossier R-3980-2016, [B-0160](#), p. 6 et 7, tableau R-2.1.

**Préambule :**

- (i) Dans le rapport annuel 2016, le Distributeur présente au tableau 6, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques au 31 décembre 2016, par mois et par catégories de consommateurs, totalisant 11,4 M\$ (incluant les intérêts de 0,2 M\$). Le solde au 31 octobre 2016 est de -0,5 M\$ (incluant les intérêts de 0,2 M\$).

(ii) Dans le dossier tarifaire 2017, le Distributeur présente au tableau R-2.1, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques au 31 octobre 2016, par mois et par catégories de consommateurs, totalisant -5,1 M\$ (incluant les intérêts de 0,1 M\$).

**Demande :**

9.1 Veuillez expliquer l'écart entre le solde au 31 octobre 2016 (-0,5 M\$) du rapport annuel 2016 (référence (i)) et le solde au 31 octobre 2016 (-5,1 M\$) du dossier tarifaire 2017 (référence (ii)).

**PROJET CATVAR**

- 10. Références :**
- (i) Pièce [HQD-6, document 15](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [HQD-6, document 15](#), p. 8;
  - (iii) Rapport annuel 2015, pièce [HQD-6, document 15](#), Annexe A en liasse, p. 8;
  - (iv) Dossier R-3980-2013, pièce [B-0116](#), p. 34;
  - (v) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0108](#), p. 47, lignes 14-18.

**Préambule :**

(i) « Comme indiqué dans le rapport annuel 2015, le Distributeur a entrepris une réévaluation complète du Projet.

*Celle-ci a mené le Distributeur à prendre la décision de mettre fin au Projet en considérant l'évolution du contexte depuis son démarrage. En effet, l'ampleur des surplus énergétiques prévus, le fait que le projet ne permet pas de réduire les besoins en puissance et la révision à la baisse des économies d'énergie anticipées par le projet ne justifient plus la poursuite du projet.*

*Le Distributeur met donc fin au Projet tout en maintenant les équipements déjà déployés en réseau jusqu'à la fin de leur vie utile. Les économies d'énergie continueront donc d'être réalisées dans les postes où l'asservissement de la tension a été mis en service. »*

(ii) « Les mesures implantées dans le cadre du Projet ont généré en 2016 des économies d'énergie de 243,7 GWh. »

(iii) La direction *Encadrement réseau et planification* du Distributeur présente, dans un rapport daté du 22 mars 2016, une analyse selon deux méthodes différentes, montrant que le projet CATVAR, génère des économies d'énergie annuelles supérieures à 2 TWh :

« 3.1 Analyse 1

*En considérant que l'abaissement de tension correspond aux prévisions initiales (après travaux MT) et qu'il est identique pour chaque saison, les économies d'énergie<sup>5</sup> pour les 146 postes sont*

de 2,018 TWh en considérant les facteurs CVR saisonniers comparativement à 2,006 TWh en considérant un facteur CVR de 0,4. L'écart est donc de 0,6 %.

### 3.2 Analyse 2

En pondérant l'abaissement de tension correspondant aux prévisions initiales par les proportions du Tableau 1 et toujours en considérant les facteurs CVR saisonniers, les économies d'énergie pour les 146 postes sont de 2,058 TWh, ce qui représente un écart de 2,6 % par rapport aux résultats obtenus en considérant un facteur CVR de 0,4 et un abaissement de tension moyen identique pour chaque saison. »

(iv) « 18.1 Veuillez préciser à quel moment le Distributeur a révisé à la baisse les gains escomptés du projet CATVAR à une valeur de 0,8 TWh, soit un écart de 60 % par rapport à l'objectif de 2 TWh et expliquer les motifs de cette baisse.

#### Réponse :

L'évaluation des gains à une valeur de l'ordre de 0,8 TWh a été complétée à la mi-année 2016. Cette évaluation est basée sur les résultats obtenus depuis le début du projet ainsi que sur les prévisions initiales d'abaissement de tension. La baisse des gains escomptés est attribuable aux contraintes rencontrées sur le réseau qui affectent la marge de tension disponible, par exemple les déséquilibres de tension, le maintien de la tension des services auxiliaires des postes et la présence d'un réseau en contingence. »

(v) « D'emblée, le Distributeur souligne que la prémisse à la question 25.3 est erronée. En effet, la somme de 40 M\$ investie à ce jour dans le projet CATVAR a permis de générer des gains annuels récurrents de l'ordre de 250 GWh, et non de 2 TWh, qui étaient les gains originaux prévus pour le projet. » [nous soulignons]

#### Demandes :

10.1 Veuillez confirmer qu'il n'y a aucune mesure implantée en 2016 dans le cadre du projet CATVAR et que « les mesures implantées dans le cadre du Projet » mentionnées en référence (ii) doivent se comprendre comme étant les mesures implantées « au début du Projet ».

10.2 La Régie constate que le Distributeur rapporte en référence (ii) 243,7 GWh d'économies d'énergie en 2016 pour le Projet, soit une valeur du même ordre que les gains annuels récurrents rapportés depuis le début du Projet, tel que mentionné en référence (v). Veuillez expliquer en quoi les mesures des abaissments réels de tension obtenus avec le Projet, effectuées vers la mi-année 2016 et qui ont conduit, selon la référence (iv), à abaisser l'impact du Projet de 2 TWh à 0,8 TWh, n'affectent pas les impacts des mesures implantées au début du Projet. Le cas échéant, veuillez fournir une valeur corrigée des économies d'énergie du Projet pour 2016.

10.3 Depuis le début du projet jusqu'au rapport technique de mars 2016 mentionné en référence (iv), il a été laissé entendre dans les rapports annuels du Distributeur que le Projet générerait 2 TWh d'économies d'énergie une fois complété. Veuillez expliquer, les raisons pour lesquelles les abaissements de tension obtenus, la raison d'être du projet CATVAR, n'ont été mesurés qu'entre mars 2016 et la mi-année 2016, soit 6 ans après le début du Projet.

## SUIVIS DES RÉSULTATS DU PGEÉ ET DES ÉVALUATIONS DE PROGRAMMES

- 11. Références :** (i) Pièce [HQD-7, document 3](#), p. 5;  
(ii) [Suivi 2015 des évaluations des programmes](#), p. 13.  
<http://www.hydroquebec.com/affaires/tarifs-et-facture/tarifification/tarifs-affaires-electricite/option-deelectricite-interruptible-moyenne-puissance/>

### **Préambule :**

(i) Le contenu intégral du chapitre sur les évaluations de programmes du rapport annuel 2016 du Distributeur est le suivant :

#### *« 2.1 Suivi des résultats des évaluations*

*Comme annoncé au dossier R-3980-2016, le Distributeur dépose à l'annexe A le rapport d'évaluation pour le programme Produits Mieux consommer – Éclairage résidentiel.*

*Dans ce rapport, une projection de la transformation du marché de l'éclairage efficace attribuable aux efforts passés d'Hydro-Québec est présentée pour une période de six ans (voir la section 8 du rapport). Ceci permet au Distributeur de se créditer de nouvelles économies en transformation de marché pour l'année 2016 pour le programme (voir la section 3.1 de la présente pièce).*

*En 2017, le Distributeur poursuivra cette démarche d'évaluation de transformations de marché potentielles attribuables à Hydro-Québec, notamment dans le cas de l'éclairage efficace au marché affaires.*

#### *2.2 Suivi des hypothèses des programmes évalués*

*En 2016, le Distributeur n'a modifié aucune hypothèse de calcul de l'impact énergétique pour ses programmes à la suite d'évaluations faites par des firmes externes.*

#### *2.3. Redressements historiques*

*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, et*

*ce, même si des économies supplémentaires peuvent être comptabilisées pour certaines années antérieures. Ainsi, la dernière évaluation du programme Produits Mieux consommer – Éclairage Résidentiel démontre que les résultats de 2013 et de 2014 auraient pu être redressés respectivement de 28 GWh et 56 GWh grâce à la transformation de marché attribuable à Hydro-Québec.*

*Même si le Distributeur ne fera plus de redressements historiques de ses résultats, les évaluations permettront, au besoin, d'effectuer :*

- une mise à jour des hypothèses de calcul des programmes pour les années futures;*
- des redressements dans l'année en cours, comme dans le cas des résultats 2016 du programme Produits Mieux consommer – Éclairage Résidentiel. »*

*(ii) « [54] La Régie tient à rappeler que les rapports annuels du Distributeur sont l'occasion de présenter le suivi interne des résultats et de l'état des différents programmes du PGEÉ, incluant les modifications réalisées au cours de l'année ou envisagées par le Distributeur afin d'en assurer la rentabilité. Ces modifications sont ensuite déposées dans le dossier tarifaire suivant, tel qu'elle le stipulait dans sa lettre du 18 septembre 2013 :*

- Le suivi de l'état des programmes du PGEÉ, à savoir les plus récents résultats des programmes au plan des hypothèses, des paramètres, des économies d'énergie, du budget, etc., sera présenté dans le cadre du Rapport annuel du Distributeur.*
- La Régie transmettra, au besoin, une DDR portant sur l'état des programmes.*
- À la suite des réponses du Distributeur à la DDR, la Régie tiendra, au besoin, une séance de travail de type informative afin de clarifier certains éléments du Rapport annuel et des réponses à la DDR, laquelle regroupera le personnel technique de la Régie et du Distributeur.*

*[55] La Régie juge approprié de maintenir un suivi administratif sur l'état et la performance de chacun des programmes du PGEÉ dans le Rapport annuel du Distributeur, en complément des informations données dans le dossier tarifaire sur les modifications proposées aux programmes par rapport à l'année précédente.*

*[56] Considérant ce qui précède, la Régie accueille favorablement la proposition du Distributeur de modifier la façon de faire le suivi des programmes du PGEÉ et demande qu'il présente dès le prochain Rapport annuel 2015 l'information sur le suivi de l'état des programmes du PGEÉ mentionné dans la lettre du 18 septembre 2013. Le Distributeur devra y décrire et justifier les ajustements de stratégies pour améliorer la performance de ses programmes. »*

**Demandes :**

- 11.1 Veuillez élaborer sur les conclusions du Distributeur concernant le programme *Produits Mieux consommer – Éclairage Résidentiel* suite à l'évaluation présentée en Annexe A.
- 11.2 Veuillez présenter et justifier la stratégie du Distributeur quant à la poursuite de ce programme au-delà de 2016, suite à cette évaluation, notamment en ce qui a trait au niveau de financement qui y sera consacré, pour quels types d'activités.
- 11.3 Veuillez indiquer si, hormis celle jointe en Annexe A de la référence (i), d'autres évaluations faites par des firmes externes ont été commandées et reçues par le Distributeur. Si oui, veuillez les déposer et expliquer pourquoi il n'y a pas eu de modifications aux hypothèses des programmes évalués.

**12. Référence :** Pièce [HQD-7, document 3](#), p. 8.  
<http://www.hydroquebec.com/affaires/tarifs-et-facture/tarification/tarifs-affaires-electricite/option-deelectricite-interruptible-moyenne-puissance/>

**Préambule :**

*« 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\$); »*

**Demande :**

- 12.1 Veuillez élaborer sur le fait de comptabiliser des économies reliées à la transformation de marché en 2016 quand aucune campagne promotionnelle n'a été déployée au cours de l'année. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur la durée de l'influence du Distributeur et le fait de comparer ce type d'impact au même niveau que celui de projets concrets financés dans le cadre de programmes de déploiement.

**13. Références :** (i) [Rapport d'évaluation éclairage résidentiel 2013-2015](#), p. 23;  
(ii) [Suivi 2015 des évaluations des programmes](#), p. 13.

<http://www.hydroquebec.com/affaires/tarifs-et-facture/tarification/tarifs-affaires-electricite/option-deelectricite-interruptible-moyenne-puissance/>

**Préambule :**

(i) *« Étape 3 : Révision du taux d'effets croisés. L'évaluation du programme pour la période 2006-2009 avait établi les effets croisés en fonction du type de chauffage (TAE ou non) et de la présence de climatisation. Or, les effets croisés n'avaient pas été révisés depuis cette évaluation. Ces valeurs ont été utilisées en tenant compte de la distribution des ménages selon le type de chauffage et la climatisation en 2014. Ceci permet de refléter correctement le profil des*

*habitations et d'ajuster les effets croisés pour tenir compte de l'évolution observée. Le tableau 5-3 présente le calcul des effets croisés.*

**Tableau 5-3 Effets croisés**

Source	Évaluation 2006-2009	2014	
	A)	B) Proportion du marché	Effets croisés pondérés
	Évaluation 2006-2010	Données HQ	(A * B)
Chauffé TAE et non climatisé	-58,0 %	34,2 %	-19,8 %
Chauffé TAE et climatisé	-54,4 %	43,2 %	-23,5 %
Chauffé non TAE et climatisé	3,6 %	11,2 %	0,4 %
Chauffé non TAE et non climatisé	0,0 %	11,2 %	0,0 %
Total marché et effets croisés pondérés		100 %	-42,9 %
Proportion d'ampoules intérieures			90,0 %
Effets croisés			-38,6 %

*Un produit d'éclairage moins performant produit davantage de chaleur résiduelle qu'un produit efficace. Or, cette chaleur résiduelle diminue l'énergie nécessaire pour le chauffage et augmente l'énergie requise pour la climatisation. Afin de prendre en considération ces effets croisés, il est nécessaire de procéder à un ajustement. Ainsi, afin d'obtenir les économies brutes finales, les économies brutes initiales sont réduites d'un facteur correspondant aux économies brutes multipliées par le taux d'effets croisés (-38,6 %) ».*

(ii) « [52] Dans le cas des programmes qui ont un impact sur plus d'une source d'énergie, la Régie juge approprié de connaître l'impact énergétique total du programme puisque cela a un impact direct sur leur rentabilité par delà les seules économies d'électricité que le Distributeur porte au bilan de son PGEÉ. La Régie considère opportun d'avoir l'information sur tous les impacts énergétiques d'un programme avant de considérer l'inclusion éventuelle de bénéfices non énergétiques. »

**Demandes :**

- 13.1 Veuillez fournir, en kWh, les impacts des effets croisés du programme *Éclairage résidentiel* du Distributeur sur les charges de chauffage des résidences qui ne se chauffent pas à l'électricité.
- 13.2 Veuillez confirmer la possibilité pour le Distributeur de fournir systématiquement cette information toutes les fois que la situation se présente.

## COÛT DE LA DETTE

- 14. Références :**
- (i) Pièce [HQD-8, document 1](#), p. 7 et 8;
  - (ii) Pièce [HQD-8, document 1](#), p. 8;
  - (iii) R-3933-2015, pièce [B-0020](#), p. 19;
  - (iv) R-3933-2015, pièce [B-0132](#), p. 9;
  - (v) Rapport annuel 2016 Hydro-Québec, p. 29.

### **Préambule :**

(i) « *Le coût moyen réel de la dette en 2016 est de 6,183 %, en diminution de 0,093 % par rapport au coût moyen de 6,276 % retenu par la Régie. »*

*« Comme présenté au tableau 3, la diminution du coût moyen de la dette s'explique par la baisse des taux d'intérêt (-0,017 %) ainsi que par un effet de volume et de composition (- 0,076 %). Ce dernier effet découle principalement de deux éléments :*

- *Le calendrier des emprunts a été réalisé plus tôt que prévu. Comme les taux des nouveaux emprunts sont inférieurs au coût moyen de la dette intégrée, leur devancement crée une diminution du coût de la dette.*
- *Des sommes ont été encaissées en vertu d'ententes d'atténuation du risque de crédit. Ces encaissements ont un effet à la baisse sur le coût moyen car ils correspondent à une source de financement à taux variable. »*

(ii) « *De plus, compte tenu de l'incidence des swaps et des contrats à terme transigés aux fins de la gestion des risques à long terme, 84,8 % des obligations et des billets à moyen terme portaient un taux fixe alors que 15,2 % portaient un taux variable au 31 décembre 2016.* » [nous soulignons]

(iii) « *Pour l'année 2016, les emprunts prévus se chiffrent à 2,5 G\$, comparativement aux emprunts réalisés de 1,5 G\$ en 2014. De plus, Hydro-Québec n'anticipe aucun rachat d'emprunt pour 2015 et 2016. »*

*« Hydro-Québec retient l'hypothèse pour 2016 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 14 % en moyenne pour 2016 compte tenu de la composition des dettes et swaps venant à échéance au cours de la période 2014 à 2016. Cette proportion pourrait toutefois fluctuer selon les conditions de marché. »* [nous soulignons]

(iv)

**TABLEAU 4 :**  
**PRÉVISIONS DES VARIABLES ÉCONOMIQUES POUR 2016 SELON**  
**LES CONSENSUS FORECASTS DE MAI ET NOVEMBRE 2015**  
**(VERSION RÉVISÉE DU TABLEAU D-1 DE LA PIÈCE HQD-4, DOCUMENT 3.2 [B-0020])**

	2016 Année témoin	2016 Révisé en décembre 2015
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	1,183%	0,947%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	1,194%	0,948%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,823%	0,558%
Bons du Trésor américains - 3 mois	1,044%	0,712%
Taux LIBOR américain - 3 mois	1,199%	0,902%
Taux LIBOR américain - 6 mois	1,304%	1,053%
Taux des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,703%	1,503%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,140%	1,923%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	2,154%	1,978%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	3,703%	3,602%

(v) « En 2016, les activités de financement d'Hydro - Québec ont permis de réunir 2,0 G\$ sur le marché canadien des capitaux.

*En mai, l'entreprise a émis pour 1,0 G\$ de billets à moyen terme à taux fixe, à un coût de 1,1 %. En août, elle a émis des billets à taux variable totalisant 1,0 G\$. Ces deux séries de billets arriveront à échéance en 2019 ».* [nous soulignons]

La Régie constate un changement de la stratégie de financement mise de l'avant par Hydro-Québec en 2016 par rapport à la stratégie présentée au dossier tarifaire R-3933-2015. Le Distributeur annonçait l'émission d'obligations à taux fixe de 30 ans, tel que souligné au préambule (iii), pour lesquels les taux d'intérêt prévus étaient d'environ 3,60 % avant frais de garantie et d'émission, tel qu'il apparaît au préambule (iv), et une réduction de la portion de la dette à taux variable à environ 14 % en 2016.

Au rapport annuel 2016 d'Hydro-Québec, la Régie note l'absence d'émission de dette à échéance 30 ans, mais plutôt une augmentation des dettes à échéance de 3 ans, soit en 2019, à raison de 1,0 G\$ à taux fixe 3 ans et 1 G\$ à taux variable. Aussi, la dette à taux variable qui

devait diminuer de 14,5 % à la fin de 2015 à une moyenne de 14 % pour l'année 2016, tel qu'indiqué au préambule (iii), a plutôt augmenté pour atteindre plus de 15 % au 31 décembre 2016, tel que souligné à la référence (ii).

Enfin, la Régie note un écart significatif entre les taux d'intérêt prévus au dossier R-3933-2015 pour les obligations 30 ans, à 4,162 % (3,602 % plus frais de garantie et d'émission de 0,56 %), les obligations 3 ans à 2,063 % (1,503 % plus frais de garantie et d'émission de 0,56 %) et le taux des acceptations bancaires 3 mois à 1,648 % (0,948 % plus écart de crédit, frais de garantie et d'émission de 0,70 %).

**Demandes :**

- 14.1 Veuillez préciser les montants et le nombre de mois du devancement des nouveaux emprunts mentionnés au préambule (i), considérant le calendrier des activités de financement énoncé au préambule (v). Veuillez démontrer et quantifier l'impact du devancement des nouveaux emprunts sur la réduction du coût moyen de la dette en 2016.
- 14.2 Veuillez décrire la nature des ententes d'atténuation du risque de crédit évoquées au préambule (i) et préciser les montants reçus en vertu de ces ententes pour chacune des années de 2014 à 2016. Veuillez démontrer et quantifier l'impact de ces encaissements sur la réduction du coût moyen de la dette en 2016.
- 14.3 Veuillez commenter les observations de la Régie au préambule (v) et préciser l'impact sur le coût moyen de la dette en 2016 du changement de stratégie de financement mise de l'avant par Hydro-Québec en 2016 par rapport à la stratégie présentée au dossier tarifaire R-3933-2015. Veuillez quantifier l'impact sur le coût moyen de la dette d'avoir émis des obligations à échéance de 3 ans plutôt que 30 ans, ainsi que l'impact d'avoir augmenté la portion de la dette à taux variable plutôt que de l'avoir réduite tel que suggéré au dossier R-3933-2015.

15. Références : (i) Pièce [HQD-8, document 1](#), p. 6;  
 (ii) RA-HQD-2015, pièce [HQD-8, document 1](#), p. 6.

**Préambule :**

(i)

**TABLEAU 1 :  
 SOLDES MENSUELS DE LA DETTE 2016 (M\$)<sup>1</sup>**

	31 déc. an. préc.	31 janvier	28 février	31 mars	30 avril	31 mai	30 juin	31 juillet	31 août	30 sept.	31 oct.	30 nov.	31 déc.	Moyenne 13 soldes
Dettes à long terme	43 253 <sup>2</sup>	43 529	43 147	42 666	41 773	43 153	41 873	41 911	42 985	42 994	43 136	43 069	43 048	
Instruments dérivés	125	(123)	87	279	376	85	(63)	101	(127)	(98)	16	65	(73)	
Autres dettes	25	25	25	25	25	25	25	25	123	123	123	122	122	
Dettes et instruments dérivés à long terme	43 403	43 431	43 258	42 970	42 174	43 262	41 835	42 037	42 981	43 019	43 275	43 257	43 097	42 923
Dettes à perpétuité	311	307	295	283	274	286	284	284	286	286	292	293	293	290
<b>Dettes et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité</b>	<b>43 714</b>	<b>43 738</b>	<b>43 553</b>	<b>43 253</b>	<b>42 448</b>	<b>43 548</b>	<b>42 118</b>	<b>42 321</b>	<b>43 267</b>	<b>43 305</b>	<b>43 567</b>	<b>43 549</b>	<b>43 390</b>	<b>43 213</b>
Cumul des autres éléments du résultat étendu	124	315	129	(34)	(80)	31	132	114	56	36	87	(110)	(130)	51
<b>Ajustements</b>														
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	(772)	(770)	(770)	(770)	(770)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(763)	(766)
Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	374	373	373	373	297	297	297	297	297	297	297	297	297	320
<b>Dénominateur</b>	<b>43 460</b>	<b>43 677</b>	<b>43 305</b>	<b>42 842</b>	<b>41 914</b>	<b>43 133</b>	<b>41 804</b>	<b>41 989</b>	<b>42 877</b>	<b>42 894</b>	<b>43 208</b>	<b>42 993</b>	<b>42 813</b>	<b>42 839</b>

<sup>1</sup> Les totaux sont calculés à partir des données non arrondies.

<sup>2</sup> L'écart entre cette valeur et celle publiée au rapport annuel précédent s'explique par un ajustement requis pour exclure le financement théorique des comptes d'écarts et de report.

(ii) La Régie constate que le solde de la dette à long terme au 31 décembre 2015, tel qu'il apparaît au Tableau 1 de la référence (ii), est de 43 172 M\$. La Régie constate que le solde au 31 décembre de l'année précédente présenté au Tableau 1 de la référence (i) est de 43 253 M\$, soit de 81 M\$ plus élevé. La note 2 du Tableau souligne que « *l'écart entre cette valeur et celle publiée au rapport annuel précédent s'explique par un ajustement requis pour exclure le financement théorique des comptes d'écarts et de report* ».

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez concilier les deux soldes du préambule (ii) concernant la dette à long terme au 31 décembre 2015, en décrivant la nature de l'ajustement mentionné à la note 2 et en détaillant et justifiant les éléments composant cet ajustement.
- 15.2 Veuillez détailler et justifier les ajustements portés au montant d'intérêts nets sur dettes à long terme au Tableau 2 de la pièce de la référence (i) afin d'exclure le financement théorique des comptes d'écarts et de report.
- 15.3 Veuillez fournir le détail du calcul du coût moyen de la dette en 2016 avant et après ajustement pour exclure le financement des comptes d'écarts et de report.

## INDICATEURS DE PERFORMANCE

- 16. Références :**
- (i) Pièce [HQD-9, document 2](#), p. 9;
  - (ii) R-3980-2016, pièce [B-0013](#), p. 17;
  - (iii) R-3933-2015, pièce [B-0013](#), p. 15.

**Préambule :**

(i) « L'année 2016 est la 2<sup>e</sup> année en importance des dix dernières années pour ce qui est de l'IC brut avec 338 minutes d'interruption de service. En effet, la clientèle du Distributeur aura connu, en 2016, 17 journées d'événement climatique majeur, comparativement à 4 journées en 2015 et à 11 journées en moyenne pour les dix dernières années. En comparaison, l'année 2015 figurait parmi les trois années de la même période les moins affectées par des événements majeurs.

Une fois l'impact des journées d'événement majeur retiré, l'année 2016 est équivalente à 2015 avec un IC normalisé de 143 minutes. »

(ii) « Avec 195 minutes d'interruption, l'indice de continuité (IC) brut de l'année 2015 est inférieur à la moyenne des cinq dernières années (286 minutes). En effet, les événements météorologiques significatifs ont été de moindre envergure en 2015, ce qui a conduit à seulement quatre jours d'événements majeurs, alors que la moyenne historique est habituellement de dix à onze jours. Ces événements météorologiques de moindre envergure, par conséquent sous le seuil de normalisation, ont eu un fort impact sur l'IC normalisé, ce qui explique son niveau élevé de 143 minutes en 2015. »

(iii)

### INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR

INDICATEURS	UNITÉ DE MESURE	2010	2011	2012	2013	2014
<b>FIABILITÉ DU SERVICE</b>						
Indice de continuité - Distribution						
Indice de continuité brut	minutes	201	313	291	474	159
Indice de continuité normalisé	minutes	120	133	120	126	120

La Régie note que le niveau de l'indice de continuité normalisé de 143 atteint en 2015 et 2016 constitue le plus haut niveau atteint au cours des 10 dernières années. Elle note, au préambule (iii), que l'indice de continuité normalisé se situait à un niveau de 7 à 16 % inférieur entre 2010 et 2014, soit entre 120 et 133, avec une moyenne d'un peu moins que 124. Elle remarque la hausse du niveau de l'indice de continuité normalisé que le nombre d'événements climatiques majeurs soit plus faible que la normale comme en 2015, ou qu'il soit plus élevé que la normale comme en 2016.

**Demande :**

16.1 Veuillez élaborer sur les facteurs d'ordre climatique, ceux liés à l'entretien ou sur tout autre facteur pouvant expliquer la détérioration de l'indice de continuité normalisé des deux dernières années.

**17. Référence :** Pièce [HQD-9, document 2](#), p. 9.

**Préambule :**

*« Des modifications apportées aux processus de raccordement en 2015 ont fait en sorte que certains travaux d'ajout de transformateurs sont maintenant inclus dans les demandes de raccordement simple. Le traitement des demandes des clients s'en trouve amélioré mais cela a contribué à l'augmentation du délai moyen de raccordement simple par rapport aux années précédentes. Au cours de l'année 2016, le Distributeur a toutefois amélioré le traitement de ces demandes faisant passer le délai de 7,7 jours en 2015 à 7,1 jours en 2016. »*

**Demande :**

17.1 Veuillez quantifier, pour chacune des années 2015 et 2016, l'impact sur le délai moyen de raccordement simple en aérien – Distributeur de l'inclusion de « certains travaux d'ajout de transformateurs » depuis 2015, tel que mentionné au préambule. Veuillez commenter.

**18. Référence :** Pièce [HQD-9, document 2](#), p. 11.

**Préambule :**

*« Pour les demandes de prolongement en souterrain, les délais bruts ont augmenté de façon proportionnelle aux délais associés aux clients entre 2015 et 2016. En raison du faible nombre de projets de promoteurs en souterrain mis en service, l'impact des délais exceptionnels associés à un seul projet, compte tenu de sa complexité, vient expliquer la hausse des délais pour 2016. »*

**Demande :**

18.1 Veuillez fournir le nombre de projets de promoteurs en souterrain mesurés par l'indicateur pour chacune des années de 2012 à 2016. Veuillez préciser et quantifier l'impact des délais exceptionnels dus au projet mentionné au préambule. Veuillez commenter.

## SUIVI DES ACTIVITÉS PROMOTIONNELLES

- 19. Références :** (i) Décision [D-2013-037](#), p. 152 et 153;  
(ii) R-3814-2012, pièce [B-0048](#), p. 14.

**Préambule :**

- (i) « [613] *Le nouvel article 2.3 des CDSÉ proposé prévoit ce qui suit :*

*« Le Distributeur peut réaliser des activités promotionnelles relatives aux modalités décrites aux chapitres 5 et 11 des présentes conditions de service. Ces activités promotionnelles doivent être temporaires et peuvent s'appliquer à l'ensemble de la clientèle ou à divers groupes de clients, de manière à réduire les frais payables par les clients visés en vertu du chapitre 12 des Tarifs et conditions du Distributeur.*

*Le Distributeur fait rapport à la Régie de l'énergie de ces activités promotionnelles, selon les instructions données par celle-ci. » [note de bas de page omise]*

*[614] Le Distributeur souhaite que ces initiatives et les projets mis en œuvre aient un impact neutre ou favorable sur les tarifs. Comme mécanisme de suivi, le Distributeur propose de présenter les analyses de rentabilité et les activités commerciales amorcées dans le cadre de son Rapport annuel. »*

[...]

*« [621] La Régie approuve la proposition du Distributeur de faire le suivi des activités promotionnelles dans le cadre de son Rapport annuel. »*

- (ii) « *Le Distributeur souhaite que les initiatives et les projets mis en œuvre dans le cadre de ce nouvel article aient un impact neutre ou favorable sur les tarifs. Conséquemment, chacune des activités promotionnelles sera supportée par une analyse en démontrant la rentabilité. Le Distributeur propose de présenter ces analyses, de même que les activités commerciales amorcées, dans le cadre de son Rapport annuel.* » [nous soulignons]

**Demande :**

- 19.1 Veuillez fournir une analyse de rentabilité du projet précisant, entre autres, les économies effectivement réalisées par le Distributeur lorsque les clients effectuent leurs transactions en libre-service sur le Web par opposition aux transactions effectuées à travers un représentant au Service à la clientèle. Veuillez commenter.

## HISTORIQUE DES VENTES, PRODUITS ET ABONNEMENTS

20. **Références :** (i) Pièce [HQD-10, document 2](#), p. 5;  
 (ii) Pièce [HQD-10, document 2](#), p. 4.

**Préambule :**

(i)

**TABLEAU 3 :**  
**HISTORIQUE DU NOMBRE D'ABONNEMENTS AU QUÉBEC PAR TARIFS**  
**2012 À 2016**

	2012	2013	2014	2015	2016
<b>D</b> (1)	3 456 473	3 498 074	3 539 116	3 579 293	3 616 274
<b>DM</b>	194 985	197 470	197 417	195 519	194 723
<b>DT</b>	125 738	125 468	121 249	116 144	113 995
<b>G</b> (2)	290 975	291 830	287 135	287 539	282 373
<b>G9</b>	3 293	3 243	3 630	3 798	3 952
<b>M</b> (3)	20 572	21 446	26 836	27 891	28 415
<b>LG</b>			105	102	107
<b>L</b> (4)	249	260	156	153	157
<b>Contrats spéciaux</b>	10	8	8	8	11
<b>Éclairage</b> (5)	3 972	4 191	4 198	4 274	4 534
<b>Total</b>	<b>4 096 267</b>	<b>4 141 990</b>	<b>4 179 850</b>	<b>4 214 721</b>	<b>4 244 541</b>

- (1) : Tarifs D, DH, DA et DB.  
 (2) : Tarifs G, T1, T2 et T3.  
 (3) : Tarifs M et MR.  
 (4) : Tarifs L, LD, LP, LR et H.  
 (5) : Éclairage Sentinelle et éclairage public.

(ii)

**TABLEAU 1 :**  
**HISTORIQUE DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR TARIFS (GWh)**  
**2012 À 2016**

	2012	2013	2014	2015	2016
<b>D</b> (1)	56 659	60 616	62 715	61 518	60 159
<b>DM</b>	2 275	2 342	2 352	2 288	2 212
<b>DT</b>	3 022	3 025	3 007	2 752	2 694
<b>G</b> (2)	10 900	11 168	10 399	9 636	9 432
<b>G9</b>	980	984	990	1 019	1 049
<b>M</b> (3)	28 411	28 830	29 911	30 782	31 032
<b>LG</b>			8 755	8 690	8 620
<b>L</b> (4)	37 734	38 726	30 509	29 601	27 335
<b>Contrats spéciaux</b>	26 942	26 253	24 983	24 377	26 127
<b>Éclairage</b> (5)	601	599	602	600	585
<b>Total</b>	<b>167 524</b>	<b>172 543</b>	<b>174 223</b>	<b>171 263</b>	<b>169 245</b>

**Demandes :**

- 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.
  
- 20.2 Veuillez préciser le niveau des ventes d'électricité en GWh, telles que présentées au préambule (ii), attribuable uniquement aux clients industriels du tarif L, à l'exclusion des ventes aux tarifs LD, LP, LR et H, pour les années 2014 à 2016.