

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°5 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION : DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS
 D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017**

PRÉSENTATION DE LA DEMANDE 2016-2017

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0008, p. 6;
 - (ii) Pièce B-0075, p. 3, tableau R-1.1;
 - (iii) Pièce B-0075, p. 4, tableau R-1.2.

Préambule :

(i) « *La hausse tarifaire de 1,9 % nécessaire pour récupérer la totalité du coût de service de 2016 s'explique principalement par les impacts des températures froides des deux derniers hivers et par l'augmentation des coûts d'achat d'électricité dont l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie. Les autres éléments du coût de service ainsi qu'une augmentation des revenus viennent alléger la hausse tarifaire, témoignant notamment des efforts d'efficience du Distributeur.* » [nous soulignons]

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-1.1, la composition de l'ajustement tarifaire de 1,9 %, en pourcentage et en millions de dollars.

**TABLEAU R-1.1 :
 COMPOSANTES DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE DE 1,9 %**

| | Impacts climatiques des deux derniers hivers | Nouveaux approvisionnements principalement éoliens ¹ | Électricité patrimoniale (indexation) | Autres éléments du coût de service | Total |
|-----------------------------|--|---|---------------------------------------|------------------------------------|---------|
| Approvisionnements | 239,7 | 160,3 | 64,9 | (16,4) | 448,5 |
| Transport | | | | (0,3) | (0,3) |
| Distribution | (50,8) | | | (119,1) | (169,9) |
| Effets revenus ² | | | | (83,8) | (83,8) |
| Revenus additionnels requis | 188,9 | 160,3 | 64,9 | (219,6) | 194,5 |
| | 1,7% | 1,5% | 0,7% | -2,0% | 1,9% |

¹ Incluant les projets de production à partir de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques.

² Se compose de la variation des ventes d'électricité (55,8 M\$), de la provision réglementaire (41,4 M\$) et des autres revenus (-13,4 M\$).

(iii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-1.2, la composition de l'ajustement tarifaire de 5,4 % dans l'hypothèse où la Régie refusait la demande relative aux modifications de méthodes comptables liées au passage aux US GAAP.

**TABLEAU R-1.2 :
 COMPOSANTES DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE DE 5,4 %**

| | Impacts climatiques des deux derniers hivers | Nouveaux approvisionnements principalement éoliens ¹ | Électricité patrimoniale (indexation) | Autres éléments du coût de service | Impact du refus du passage aux US GAAP | Total |
|-----------------------------|--|---|---------------------------------------|------------------------------------|--|--------|
| Approvisionnement | 239,7 | 160,3 | 64,9 | (16,4) | (23,2) | 425,3 |
| Transport | | | | (0,3) | 232,8 | 232,5 |
| Distribution | (50,8) | | | (119,1) | 166,8 | (3,1) |
| Effets revenus ² | | | | (83,8) | | (83,8) |
| Revenus additionnels requis | 188,9 | 160,3 | 64,9 | (219,6) | 376,4 | 570,9 |
| | 1,7% | 1,5% | 0,7% | -2,0% | 3,5% | 5,4% |

¹ Incluant les projets de production à partir de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques.

² Se compose de la variation des ventes d'électricité (55,8 M\$), de la provision réglementaire (41,4 M\$) et des autres revenus (-13,4 M\$).

(iv) À partir des données présentées aux références (ii) et (iii), la Régie présente le tableau suivant :

Composantes de l'ajustement tarifaire 1,9 %

| (en M\$) | Impacts climatiques | Nouveaux approvisionnements principalement éoliens | Électricité patrimoniale (indexation) | Impact du passage aux US GAAP ¹ | Autres éléments du coût de service | Total |
|-----------------------------|---------------------|--|---------------------------------------|--|------------------------------------|--------|
| Approvisionnement | 239,7 | 160,3 | 64,9 | 23,2 | -39,6 | 448,5 |
| Transport | | | | -232,8 | 232,5 | -0,3 |
| Distribution | -50,8 | | | -166,8 | 47,7 | -169,9 |
| Effets revenus | | | | 0,0 | -83,8 | -83,8 |
| Revenus additionnels requis | 188,9 | 160,3 | 64,9 | -376,4 | 156,8 | 194,5 |
| | 1,7% | 1,5% | 0,7% | -3,5% | 1,5% | 1,9% |

Notel : Dossier R-3927-2015, demande conjointe relative aux modifications des méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP), incluant les révisions des durées de vie utile du Transporteur et du Distributeur.

Demandes :

- 1.1 Veuillez confirmer les données présentées au tableau de la référence (iv).
- 1.2 Veuillez expliquer chacune des composantes de la rubrique « Autres éléments du coût de service » au montant de 156,8 M\$ (1,5 %) présentées à la référence (iv).
- 1.3 Veuillez indiquer et quantifier les efforts d'efficacité inclus dans les « Autres éléments du coût de service » au montant redressé de 156,8 M\$ (référence (iv)) qui, selon le Distributeur, viennent notamment alléger la hausse tarifaire de 1,9 % (référence (i)). Veuillez expliquer.

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0075, p. 16;
 - (ii) Pièce B-0011, p. 5.

Préambule :

- (i) Tableau R-7.1 – Indicateurs additionnels relatifs aux revenus requis, aux achats d'électricité et aux coûts du service de transport.
- (ii) Tableau 1 – Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1^{er} avril 2016 (M\$).

Demandes :

- 2.1 Tel qu'à la référence (i), veuillez produire les résultats des années 2012, 2013, 2014, 2015 et 2016, de même que les variations annuelle et moyenne 5 ans, pour les indicateurs additionnels suivants :
- Revenus totaux (\$) par abonnement;
 - Revenus totaux (\$) par kWh normalisé;
 - Ventes publiées (\$) par abonnement;
 - Ventes publiées (\$) par kWh normalisé.
- 2.2 Veuillez commenter les variations moyennes des indicateurs mentionnés à la question précédente pour les périodes 2012-2016 et 2015-2016.

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Modification des modalités de disposition des soldes des comptes de *pass-on* 2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015

3. Référence : Pièce B-0078, p. 8 et 9.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur présente au tableau R-5.2, l'impact sur les revenus requis du scénario proposé par l'intervenant, soit un scénario selon les modalités de disposition actuelles, à l'exception du compte de *pass-on* 2015 à amortir sur une période de cinq ans à compter de 2016.

TABLEAU R-5.2 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION
DU COMPTE DE PASS-ON ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT –
ACTUELLES ET PROPOSÉES PAR L'INTERVENANT (M\$)

| | Solde prévu au 31/12/2015 | Solde prévu au 31/12/2016 | Versé aux revenus requis | | | | | | Total |
|---|----------------------------------|---------------------------------|--------------------------|-------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | |
| Modalités actuelles | | | | | | | | | |
| <i>Pass-on</i> 2013 | Amortissement | 56,4 | 11,3 | 11,3 | 11,3 | 11,3 | 11,3 | - | 56,4 |
| | Rendement sur le solde hors base | | 0,9 | 0,7 | 0,4 | 0,2 | - | - | 2,2 |
| <i>Pass-on</i> 2014 | Amortissement | 191,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | - | 191,3 |
| | Rendement sur le solde hors base | | 3,0 | 2,2 | 1,5 | 0,7 | - | - | 7,4 |
| <i>Pass-on</i> 2015 | Amortissement | 127,8 | 127,8 | - | - | - | - | - | 127,8 |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - |
| Nivellement 2015 | Amortissement | (186,6) | (190,2) | - | (38,0) | (38,0) | (38,0) | (38,0) | (190,2) |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | (2,9) | (2,2) | (1,5) | (0,7) | - | (7,4) |
| | | | 181,2 | 11,4 | 11,2 | 11,0 | 10,8 | (38,0) | 187,5 |
| Modalités proposées par AQCIE-CIFO | | | | | | | | | |
| <i>Pass-on</i> 2013 | Amortissement | 56,4 | 11,3 | 11,3 | 11,3 | 11,3 | 11,3 | - | 56,4 |
| | Rendement sur le solde hors base | | 0,9 | 0,7 | 0,4 | 0,2 | - | - | 2,2 |
| <i>Pass-on</i> 2014 | Amortissement | 191,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | - | 191,3 |
| | Rendement sur le solde hors base | | 3,0 | 2,2 | 1,5 | 0,7 | - | - | 7,4 |
| <i>Pass-on</i> 2015 | Amortissement | 127,8 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | - | 127,8 |
| | Rendement sur le solde hors base | | 2,0 | 1,5 | 1,0 | 0,5 | - | - | 4,9 |
| Nivellement 2015 | Amortissement | (186,6) | (190,2) | - | (38,0) | (38,0) | (38,0) | (38,0) | (190,2) |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | (2,9) | (2,2) | (1,5) | (0,7) | - | (7,4) |
| | | | 80,9 | 38,5 | 37,8 | 37,0 | 36,3 | (38,0) | 192,5 |
| Impacts tarifaires | | | | | | | | | |
| <i>Pass-on</i> 2013 | Amortissement | | - | - | - | - | - | - | - |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Pass-on</i> 2014 | Amortissement | | - | - | - | - | - | - | - |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Pass-on</i> 2015 | Amortissement | | (102,2) | 25,6 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | - | - |
| | Rendement sur le solde hors base | | 2,0 | 1,5 | 1,0 | 0,5 | - | - | 4,9 |
| Nivellement 2015 | Amortissement | | - | - | - | - | - | - | - |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - |
| | | | (100,3) | 27,0 | 26,5 | 26,1 | 25,6 | - | 4,9 |

Demandes :

- 3.1 Veuillez fournir le fichier Excel du tableau R-5.2.
- 3.2 Veuillez mettre à jour le tableau R-5.2, selon les modalités de disposition actuelles, à l'exception du compte de *pass-on* 2015 à amortir sur une période de cinq ans à compter de 2017. Veuillez fournir le fichier Excel.
- 3.3 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2016 à 2021 en considérant le scénario mentionné à la question précédente.

4. Référence : Pièce B-0082, p. 9 et 10.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements de OC, le Distributeur présente au tableau R-6.2, l'impact sur les revenus requis du scénario proposé par l'intervenant, soit la proposition du Distributeur à l'exception de la disposition du solde du compte de pass-on 2015 qui serait plutôt amorti sur 5 ans.

TABLEAU R-6.2 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE PASS-ON ET
DU COMPTE DE NIVELLEMENT – PROPOSÉES PAR LE DISTRIBUTEUR ET SCÉNARIO
PROPOSÉ PAR L'INTERVENANT (M\$)

| | Solde prévu au 31/12/2015 | Solde prévu au 31/12/2016 | Versé aux revenus requis | | | | | | Total | |
|---|----------------------------------|---------------------------|--------------------------|------|------|------|------|------|-------|---------|
| | | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | | |
| Modalités proposées - Distributeur | | | | | | | | | | |
| <i>Pass-on</i> 2013 | Amortissement | 56,4 | 56,4 | - | - | - | - | - | - | 56,4 |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Pass-on</i> 2014 | Amortissement | 191,3 | 191,3 | - | - | - | - | - | - | 191,3 |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Pass-on</i> 2015 | Amortissement | 127,8 | 127,8 | - | - | - | - | - | - | 127,8 |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Nivellement 2015 | Amortissement | (186,6) | (186,6) | - | - | - | - | - | - | (186,6) |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | | 188,9 | - | - | - | - | - | - | 188,9 |
| Modalités proposées - OC | | | | | | | | | | |
| <i>Pass-on</i> 2013 | Amortissement | 56,4 | 56,4 | - | - | - | - | - | - | 56,4 |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Pass-on</i> 2014 | Amortissement | 191,3 | 191,3 | - | - | - | - | - | - | 191,3 |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Pass-on</i> 2015 | Amortissement | 127,8 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | - | - | 127,8 |
| | Rendement sur le solde hors base | | 2,0 | 1,5 | 1,0 | 0,5 | - | - | - | 4,9 |
| Nivellement 2015 | Amortissement | (186,6) | (186,6) | - | - | - | - | - | - | (186,6) |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | | 88,6 | 27,0 | 26,5 | 26,1 | 25,6 | - | - | 193,8 |
| Impacts tarifaires | | | | | | | | | | |
| <i>Pass-on</i> 2013 | Amortissement | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Pass-on</i> 2014 | Amortissement | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| <i>Pass-on</i> 2015 | Amortissement | | (102,2) | 25,6 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | - | - | - |
| | Rendement sur le solde hors base | | 2,0 | 1,5 | 1,0 | 0,5 | - | - | - | 4,9 |
| Nivellement 2015 | Amortissement | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Rendement sur le solde hors base | | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | | (100,3) | 27,0 | 26,5 | 26,1 | 25,6 | - | - | 4,9 |

Demandes :

4.1 Veuillez fournir le fichier Excel du tableau R-6.2.

- 4.2 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2016 à 2021 en considérant le scénario sous étude d'OC.

PRÉVISION DES REVENUS UNITAIRES PAR TARIF

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0068, p. 31;
 - (ii) Pièce B-0018, p. 12;
 - (iii) Pièce B-0068, p. 30;
 - (iv) Pièce B-0079, p. 6;
 - (v) Pièce B-0079, p. 6 et 7;
 - (vi) Pièce B-0079, p. 9.

Préambule :

- (i) Tableau R-12.3 – Évolution de la prévision des revenus pour 2015.
- (ii) Tableau 5 – Évolution de la prévision des ventes pour 2015.
- (iii) Réponse du Distributeur à la question 1.2 de la demande de renseignements n°1 de la Régie:

« Les éléments qui peuvent influencer les profils mensuels de revenus sont multiples. Au secteur industriel, des ventes inférieures aux ventes prévues peuvent se traduire, chez les clients, par une moins grande utilisation de l'énergie par rapport à la puissance créant ainsi une augmentation du revenu moyen par kWh. La variation de la répartition par secteurs industriels des revenus réels par rapport aux revenus prévus peut aussi occasionner des fluctuations dans les revenus compte tenu des disparités entre les secteurs et de l'importance des volumes de ventes à ces secteurs. Cet impact est aussi important aux tarifs G, G9 et M, qui sont répartis entre les secteurs commercial, institutionnel et industriel. Au secteur résidentiel, la démarcation des revenus de l'année précédente, intégrée aux résultats du mois de janvier, explique en partie la variation des profils mensuels de revenus. De plus, au tarif DT, la persistance des températures froides durant l'hiver peut modifier le comportement de la clientèle et engendrer des variations du profil de revenus. »

- (iv) Réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n°1 de la FCEI :

« Année de base 2015 : La variation du profil mensuel des revenus engendre pour les tarifs D et DT des revenus additionnels (+43 M\$) malgré des ventes en baisse (-11 M\$). Les ventes et les revenus sont en recul aux tarifs G, G9 et M (-5 M\$). Au tarif L, les ventes sont supérieures (+2 M\$), mais la variation du profil mensuel des revenus engendre un manque à gagner (-4 M\$). »

(v) Réponse à la question 1.3 de la demande de renseignements n°1 de la FCEI :

« Le Distributeur a déjà indiqué à la référence (ii) que les variables permettant de modéliser et prévoir les revenus unitaires sont les profils mensuels des ventes, les variables de température (lorsque requises) et les indicateurs de prix. Ainsi, de manière générale, l'équation est :

$$\text{Revenu unitaire} = f(\text{constante, profil mensuel des ventes, température, indicateur de prix})$$

Le profil mensuel des ventes correspond aux ventes mensuelles moyennes par abonnements.

Les variables de température consistent en une variable de degrés-jours de chauffage et une variable de degrés-jours de climatisation, lesquelles combinent différentes températures seuils. Ces variables sont utilisées au besoin, c'est-à-dire lorsque le profil des revenus varie selon le climat.

L'indicateur de prix est une variable qui intègre les différentes composantes d'un tarif et qui reflète les ajustements à chacune de ces composantes. »

(vi) Tableau R-1.6 : Ventes d'électricité en 2014.

Demandes :

5.1 La Régie ne parvient pas à concilier les variations des ventes (GWh) et des revenus (M\$) des références (i), (ii) et (iv) pour l'année de base 2015.

Pour chacun des tarifs D et DM, G, G-9, M, LG et L, veuillez déposer les versions les plus récentes des tableaux des références (i) et (ii) en y incluant les ventes nettes des achats par tarif. Veuillez également préciser l'impact anticipé des écarts prévisionnels sur le revenu net des ventes en 2015 en élaborant davantage sur les raisons données à la référence (iii).

5.2 Veuillez élaborer davantage sur les causes derrière la variation du profil mensuel des revenus pour les tarifs D et DM et DT, et sur les circonstances qui font en sorte que le Distributeur puisse obtenir des revenus additionnels de +43 M\$ pour ces tarifs, malgré une baisse des ventes de -11 M\$ (référence (iv)).

5.3 Veuillez élaborer davantage sur les capacités des modèles prévisionnels de revenu unitaire à capter le comportement des différentes clientèles du Distributeur selon leur situation géographique, notamment face aux conditions climatiques, et qui aurait pour effet de surestimer le revenu unitaire moyen par abonnement.

5.4 Pour chacun des mois de l'année, veuillez fournir les coefficients de détermination R² des modèles prévisionnels de revenu unitaire par tarif (référence (v)). Veuillez également commenter leurs performances prévisionnelles observées selon les périodes et les tarifs.

- 5.5 Veuillez déposer un tableau tel que celui de la référence (vi), cette fois pour l'année de base 2015 ainsi que pour l'année témoin 2016.
- 5.6 Veuillez déposer un tableau tel que celui de la référence (vi), cette fois pour les revenus des ventes (\$M) pour l'année historique 2014 ainsi que pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

PRÉVISION DES VENTES

- 6. Référence :** Pièce B-0018, p. 9.

Préambule :

« Aux tarifs G, G9 et M, le Distributeur évalue respectivement à +320 GWh et +100 GWh l'impact de l'activité économique sur la croissance des ventes de 2015 et de 2016. La croissance réduite des ventes au secteur industriel PME pour 2016 découle du fait que la hausse des activités est plus importante dans les industries à faible intensité énergétique que dans les industries à plus forte intensité.

Outre les variables économiques, l'actualisation des variables de la normale climatique explique une baisse de 20 GWh des ventes entre 2014 et 2015 et une hausse de 40 GWh entre 2015 et 2016.

L'impact de l'année bissextile ajoute +80 GWh aux ventes de 2016 par rapport à celles de 2015. Au tarif LG, la croissance prévue des ventes en 2016 se compare à celle de l'économie. »

Demandes :

- 6.1 Veuillez ventiler séparément, pour chacun des tarifs G, G-9, M et LG, l'impact de l'année bissextile 2016 de même celui de l'actualisation de la normale climatique sur la prévision des ventes pour l'année témoin 2016.
- 6.2 Pour ces mêmes tarifs, veuillez élaborer davantage sur les prévisions des ventes du Distributeur pour l'année témoin 2016 en prenant soin de préciser les facteurs économiques de même que leurs impacts respectifs (en GWh) sur l'évolution des ventes de chacun des tarifs par rapport à l'année historique 2014 et l'année de base 2015.

COÛTS ÉVITÉS

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0068, p. 37;
 - (ii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028. P. 24;
 - (iii) Dossier R-3925-2015, pièce B-0014, p. 9;
 - (iv) Dossier R-3864-2013, pièce B-0100, p. 8.

Préambule :

(i) « *En attendant de connaître les coûts que devrait engager à long terme le Distributeur pour répondre à la croissance des besoins de puissance, depuis 2008, le signal de coût évité était évalué à partir du coût générique d'une turbine à gaz de type « peaker ». C'est sur cette base que la Régie a approuvé un signal de coût évité de 45 \$/kW-an (\$ 2014) dans la décision D-2015-018 (dossier R-3905-2014).*

Avec l'octroi à Hydro-Québec Production de contrats d'approvisionnement issus de l'A/O 2015-01 pour l'acquisition de 500 MW de puissance garantie, le Distributeur dispose maintenant d'une évaluation des coûts de puissance qu'il doit engager (ou éviter) à long terme.

Le Distributeur détermine ainsi que le signal de coût évité de la puissance à long terme correspond au coût moyen de la combinaison d'offres qui minimise les coûts de l'A/O 2015-01, soit 106 \$/kW-an.

[...]

Le recours à un coût générique d'une turbine à gaz de type « peaker » (maintenant évalué entre 114 \$ et 149 \$/kW-an) constitue toujours une solution alternative à la détermination d'un signal de coût évité de puissance. » [nous soulignons]

(ii) « [62] *Le coût évité de 40 \$/kW-hiver utilisé par le Distributeur au dossier R-3677- 2008 était basé sur le coût d'une nouvelle turbine à gaz estimé à 80 \$/kW-an, ainsi que sur l'hypothèse que 50 % de la production de l'installation lui serait dédiée alors que l'autre moitié le serait aux marchés voisins qui ont une pointe en été, tels que New York et la Nouvelle-Angleterre. »*

(iii) Réponse à la demande de renseignements no 1 de la Régie :

5.1 *Considérant que les coûts et frais indiqués aux références précédentes sont en \$/kWan, veuillez préciser si des livraisons de puissance ou d'énergie auront lieu à l'extérieur des mois d'hiver.*

Réponse :

L'Entente avec TCE permet de garantir des livraisons afin de répondre à la croissance des besoins de pointe en période d'hiver, de même qu'à des aléas de la demande (principalement climatiques). L'Entente avec Gaz Métro garantit un approvisionnement en gaz naturel pour des

livraisons de 100 heures par hiver. Entre 100 et 300 heures par hiver, les livraisons de la centrale de TCE sont garanties. Toutefois, le recours à la centrale de TCE au delà de la centième heure sera tributaire, entre autres, du coût du gaz naturel sur le réseau de Gaz Métro. Au-delà des 300 heures et durant l'été, la centrale de TCE pourrait livrer de l'électricité sur une base non ferme. [nous soulignons].

(iv) Dans le Plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur justifiait le besoin d'un appel d'offre pour de la puissance à long terme et indiquait entre autre :

« Le Distributeur rappelle qu'il doit procéder à l'acquisition de moyens de puissance afin d'assurer le respect du critère de fiabilité du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage n'excède pas 0,1 jour par année. Le respect de ce critère implique la disponibilité de ressources en puissance pendant toute l'année, et non uniquement en période hivernale. Ainsi, certains moyens contribuent toute l'année alors que d'autres, comme l'électricité interruptible et les produits de puissance UCAP, contribuent spécifiquement pendant les mois d'hiver. La contribution des moyens de fine pointe, comme les produits de puissance UCAP, peut en effet être limitée à quelques mois en hiver dans la mesure où d'autres moyens sont présents toute l'année ». [nous soulignons]

Demandes :

- 7.1 Veuillez confirmer que le coût évité en puissance de long terme mentionné à la référence (i) était de 45 \$/kW-hiver, basé sur le coût d'une nouvelle turbine à gaz estimé à 90 \$/kW-an ainsi que sur l'hypothèse que 50 % de la production de l'installation serait dédiée au Distributeur alors que l'autre moitié le serait aux marchés voisins qui ont une pointe en été comme indiqué à la référence (ii).
- 7.2 Veuillez commenter l'opportunité que dans un prochain appel d'offres en puissance que l'exigence liée à la disponibilité soit réduite à la seule période d'hiver, soit du 1^{er} décembre au 31 mars de l'année suivante.
- 7.3 La Régie comprend, à partir des références (iii) et (iv), que les exigences du Distributeur que la centrale de TCE puisse livrer de l'énergie en été (référence (iii)) et que la puissance acquise par l'appel d'offres A/O 2015-01 soit disponible toute l'année (référence (iv)) sont motivées par l'obligation de respecter le critère du NPCC mentionné à la référence (iv). Veuillez confirmer ou infirmer et élaborer.
- 7.4 Veuillez expliquer si un changement de critère du NPCC est intervenu cette année faisant en sorte que le Distributeur doive maintenant fixer comme coût évité en puissance le coût d'un équipement disponible toute l'année alors qu'auparavant il pouvait réduire ce coût évité de 50 % en ne considérant que ses besoins en hiver.

APPROVISIONNEMENTS

- 8. Références :**
- (i) Pièce B-0023, p. 11;
 - (ii) Rapport annuel 2014 du Distributeur, pièce HQD-3, doc. 2.1, p.3;
 - (iii) Pièce B-0023, p. 17.

Préambule :

- (i) Dans le tableau 6 : Coût des approvisionnements postpatrimoniaux, le Distributeur indique, pour l'année historique 2014, un montant de 7,7 M\$ versés en crédit aux participants de l'option d'électricité interruptible.
- (ii) « [...], pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2014, des crédits de 12,5 M\$ ont été versés aux clients participants. »
- (iii) Tableau A-1 - Volumes et coût des approvisionnements postpatrimoniaux.

Demandes :

- 8.1 Veuillez concilier les montants versés en crédit aux participants de l'option d'électricité interruptible des références (i) et (ii).
- 8.2 Veuillez élaborer sur la croissance des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux en puissance observés entre l'année historique 2014, l'année de base 2015 et l'année témoin 2016. Veuillez également ventiler le coût de la puissance, selon les contrats d'approvisionnements du Distributeur, sous la forme du tableau de la référence (iii).

- 9. Référence :** Pièce B-0023, p. 5.

Préambule :

« Conséquemment, le volume d'électricité patrimoniale inutilisée est actuellement évalué à 7,3 TWh, en baisse de 0,2 TWh par rapport à la prévision reconnue par la Régie dans la décision D-2015-018, alors que les approvisionnements postpatrimoniaux sont réévalués à 17,9 TWh, en hausse de 4,1 TWh. Cette hausse des approvisionnements postpatrimoniaux provient principalement d'achats d'énergie de court terme (3,2 TWh), des livraisons additionnelles du contrat cyclable (0,4 TWh) et des rappels d'énergie (0,5 TWh).

La hausse des besoins prévus de 4,2 TWh pour l'année 2015 amène le Distributeur à planifier des rappels de 400 MW en décembre 2015, pour une contribution en énergie de 0,3 TWh en décembre. ».

Demandes :

- 9.1 Veuillez détailler les quantités d'énergie rappelée de la référence (i).
- 9.2 Advenant que d'autres rappels d'énergie ont été effectués en 2015, veuillez préciser les quantités d'énergie, les périodes des livraisons ainsi que les prix payés pour la puissance associée aux retours d'énergie le cas échéant. Veuillez de même élaborer sur la nature des besoins justifiant ces rappels.
- 9.3 Veuillez préciser la nature des besoins qui justifient un rappel d'énergie de 400 MW en décembre 2015 et aucun rappel d'énergie pour les mois de janvier et février 2016.
- 9.4 En se basant sur les questions précédentes et au préambule, considérant le volume d'électricité patrimoniale inutilisée, veuillez justifier le choix du Distributeur d'avoir recours aux Conventions d'énergie différée plutôt qu'à de l'électricité patrimoniale pour 2015.
- 9.5 Veuillez préciser si le choix du Distributeur de rappeler de l'énergie en décembre 2015 est tributaire au processus d'allocation des « bâtonnets » patrimoniaux.

- 10. Références :**
- (i) Dossier R-3905-2014 Phase 1, pièce B-0005, p. 6;
 - (ii) Pièce B-0075, p. 3 à 5;
 - (iii) Pièce B-0023, p. 10.

Préambule :

(i) « *L'augmentation des coûts d'approvisionnement, principalement liée à la mise en service des parcs éoliens découlant des programmes d'achats dictés par le gouvernement du Québec, contribue pour 2,1 % à l'ajustement tarifaire.* »

(ii) Réponses aux questions 1.1, 1.2, 2.1 et 2.2 de la demande de renseignements n°3 de la Régie.

(iii) « *Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2016 s'élève à 1 591 M\$, ce qui correspond à un coût moyen de 104,4 \$/MWh. Il s'agit d'une hausse de 156 M\$ par rapport au montant approuvé par la Régie dans la décision D-2015-018 pour l'année 2015. Cette hausse est essentiellement attribuable aux contrats de long terme, particulièrement ceux découlant des blocs d'énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales*

hydroélectriques), dont le coût augmente de 161 M\$ par rapport au montant approuvé pour l'année 2015. » [nous soulignons]

Demandes :

- 10.1 Pour l'année historique 2014, l'année de base 2015 et l'année témoin 2016, veuillez chiffrer le coût (M\$) de l'énergie d'une part et de la puissance d'autre part que le Distributeur aurait dû acheter pour remplacer l'électricité acquise auprès des parcs éoliens, pour fins de comparaisons, toutes choses égales par ailleurs.
- 10.2 Veuillez refaire l'exercice de la question précédente pour l'électricité provenant de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques.
- 10.3 Veuillez calculer le coût des approvisionnements postpatrimoniaux découlant des blocs d'énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales hydroélectriques), en énergie et en puissance, net des coûts calculés dans les précédentes questions. Veuillez également fournir l'impact net en pourcentage des ajustements tarifaires pour l'année historique 2014, l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0023, p. 12;
 - (ii) Pièce B-0079, p. 59.

Préambule :

(i) *« Le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2014 a été supérieur d'environ 29 \$/MWh au prix associé au marché de référence. Cet écart est dû aux achats de court terme que le Distributeur a réalisés durant certaines heures sur les marchés autres que celui de New York. Les achats ont dépassé la capacité de l'interconnexion du marché de référence (1 100 MW) pour près de la moitié des heures. Ces achats sur les autres marchés ont été effectués à des prix qui étaient supérieurs à celui du marché de référence. »*

(ii) Réponse du Distributeur à la question 18.11 de la demande de renseignements de la FCEI :

« Un évènement réseau a eu pour conséquence des achats d'urgence sur plusieurs marchés avoisinants pour fournir l'électricité à la charge québécoise. Ces achats ont été effectués à des prix supérieurs aux prix du DAM de NYISO. »

Demandes :

- 11.1 Veuillez élaborer davantage sur les différents motifs qui ont fait en sorte que le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2014 a été supérieur d'environ 29 \$/MWh au prix associé au marché de référence (référence (i)).

11.2 Veuillez élaborer sur « l'événement réseau » dont le Distributeur fait état dans la référence (ii).

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0023, p. 7;
 - (ii) Pièce B-0023, p. 10;
 - (iii) Dossier 3925-2015, pièce B-0038, p. 4.

Préambule :

- (i) Tableau 3 – Besoins en puissance.
- (ii) Tableau 5 – Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance.
- (iii) Tableau R-1.1 – Bilan en puissance (mise à jour).

Demandes :

- 12.1 Veuillez concilier les besoins en puissance ainsi que les taux de réserve du Distributeur pour l'hiver 2015-2016 des références (i) et (iii).
- 12.2 Veuillez concilier les besoins postpatrimoniaux en puissance des références (i), (ii) et (iii).

AUTRES CHARGES DIRECTES

- 13. Référence :** Pièce B-0075, p. 49, tableau R-26.1.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-26.1, l'évolution des charges reliées aux « Services professionnels et autres » pour les années 2014 à 2016.

TABLEAU R-26.1 :
ÉVOLUTION DES CHARGES RELIÉES AUX « SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES » (M\$)

| | 2014 Année historique | 2015 D-2015-018 | 2015 Année de base | 2016 Année témoin |
|--|-----------------------------|--------------------|--------------------------|-------------------------|
| Activités de base | 70,8 | 54,6 | 70,7 | 72,7 |
| Éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers | 21,0 | 34,2 | 37,5 | 35,5 |
| Services professionnels et autres | 91,8 | 88,8 | 108,2 | 108,2 |

Demande :

13.1 Veuillez compléter le tableau R-26.1, en fournissant pour la période 2010 à 2016 les données suivantes :

- les activités de base;
- le détail par composante des éléments spécifiques;
- le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers; et en comparant les données réelles, les données de l'année témoin et celles reconnues par la Régie. Veuillez présenter également les écarts et expliquer les écarts importants.

14. **Référence :** Pièce B-0075, p. 49 et 50.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-26.3, la prévision neuf mois réels et trois mois projetés (9-3) pour l'année 2015 des « Services professionnels et autres » selon les « Activités de bases » et les « Éléments spécifiques ».

TABLEAU R-26.3
RÉEL ET PROJECTION DES
« SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES » (M\$)

| | 2015 | | |
|----------------------|---------------------|------------------------|--------------|
| | Neufs mois réels | Trois mois projetés | Total |
| Activités de base | 39,8 | 30,9 | 70,7 |
| Éléments spécifiques | 17,1 | 13,4 | 30,5 |
| Total | 56,9 | 44,3 | 101,2 |

Il explique que : « [...] La prévision de 101,2 M\$ est la somme de 56,9 M\$ pour les neuf mois réels de l'année 2015 et de 44,3 M\$ pour les trois mois projetés. Historiquement, les charges totales des trois derniers mois de l'exercice financier sont d'environ 30 M\$. L'écart s'explique

par un montant de l'ordre de 14 M\$ de charges prévues en « Services professionnels et autres » dont les services seront réalisés par des fournisseurs internes et imputés en facturation interne. »

Demandes :

- 14.1 Veuillez présenter l'historique des « Services professionnels et autres » des trois derniers mois de l'exercice financier de 2010 à 2014. Veuillez expliquer les résultats.
- 14.2 Veuillez expliquer l'écart au montant de l'ordre de 14 M\$ de charges prévues en « Services professionnels et autres » dont les services seront réalisés par des fournisseurs internes et imputés en facturation interne.
- 14.3 Veuillez expliquer pourquoi la nature des charges au montant de 14 M\$ ne fait pas partie de l'historique des charges totales des trois derniers mois de l'exercice financier évaluées à environ 30 M\$.

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

- 15. Références :** (i) Pièce B-0068, p. 55 et 56;
(ii) Pièce B-0029, p. 6, tableau 2.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-21-2, l'historique de l'ensemble des services partagés, incluant le détail par composantes de « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteur d'indexation particuliers » de 2010 à 2014 en comparant les données réelles à celles reconnues par la Régie. Il fournit également les explications des écarts importants.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 2, le sommaire des charges des services partagés pour la période 2014 à 2016, dont la rubrique « Groupe Technologie » :

| | |
|-------------------------|-----------|
| Année historique 2014 : | 226,9 M\$ |
| D-2015-018 : | 240,9 M\$ |
| Année de base 2015 : | 231,2 M\$ |
| Année témoin 2016 : | 230,5 M\$ |

Demande :

15.1 Veuillez présenter sous forme de tableau, l'évolution des charges liées au « Groupe technologie » de 2010 à 2016, en fournissant les données suivantes :

- les activités de base;
- le détail par composante des éléments spécifiques;
- le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers; et en comparant les données réelles, les données de l'année témoin et celles reconnues par la Régie. Veuillez également présenter les écarts et expliquer les écarts importants.

- 16. Références :**
- (i) Pièce B-0075, p. 52;
 - (ii) Pièce B-0026, p. 7.

Préambule :

(i) « Parmi l'ensemble des charges de services partagés du Distributeur, la part des produits à la consommation, dont la nature des coûts est essentiellement variable en fonction des volumes, est de l'ordre de 25 % alors que la part des produits forfaitaires, dont la nature des coûts est principalement fixe, est de l'ordre de 75 %. Le Distributeur rappelle qu'il est facturé sur la base des volumes réels des produits consommés. »

(ii) Dans l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base, le Distributeur indique que :

« La croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, avec un impact à la hausse sur les charges d'exploitation [est] de 6,3 M\$ pour 2016. Conformément à la décision D-2012-119 [par. 108], le Distributeur a tenu compte d'une proportion de 25 % de coûts fixes. »

Demandes :

16.1 Veuillez concilier le fait que les coûts fixes pour les charges de services partagés du Distributeur sont de l'ordre de 75 % et pour la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, ils sont de 25 %. Veuillez expliquer.

16.2 Veuillez indiquer si la proportion de 25 % de coûts fixes attribuable à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements devrait être évaluée à la hausse. Si oui, veuillez quantifier. Sinon, veuillez justifier.

COÛTS CAPITALISÉS

- 17. Références :** (i) Pièce B-0031, p. 5, tableau 1;
 (ii) Pièce B-0075, p. 13 et 14.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, le détail des coûts capitalisés aux projets d'investissement du Distributeur. Ces coûts comprennent les prestations de travail par types d'activités et les coûts de gestion de matériel pour des activités de construction ou de développement. Ces coûts seront intégrés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rattachent seront mis en exploitation.

**TABLEAU 1 :
 COÛTS CAPITALISÉS (M\$)**

| Description | Année historique 2014 | 2015 | | Année témoin 2016 |
|--|--------------------------|----------------|----------------|----------------------|
| | | D-2015-018 | Année de base | |
| Prestations de travail | (284,2) | (283,5) | (280,9) | (260,1) |
| <i>Activités de base</i> | (224,4) | (230,2) | (221,6) | (230,1) |
| <i>Activités de base avec facteur d'indexation particulier et éléments spécifiques</i> | (59,8) | (53,3) | (59,3) | (30,0) |
| Gestion de matériel | (37,1) | (45,3) | (43,5) | (43,9) |
| Coûts capitalisés | (321,3) | (328,8) | (324,4) | (304,0) |

- (ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur indique que :

« Pour 2016, en fonction des travaux planifiés aux investissements, le Distributeur évalue les coûts capitalisés à 274,0 M\$. Par contre, en appliquant les paramètres d'indexation de la formule paramétrique, le niveau des coûts capitalisés pour l'année témoin 2016 aurait été de 280,8 M\$. Le Distributeur assume donc une pression de près de 7 M\$ ayant prévu dans ses revenus requis un niveau de coûts capitalisés établi en fonction de la planification des travaux aux investissements. » [nous soulignons]

Demandes :

- 17.1 Veuillez expliquer l'écart entre les coûts capitalisés évalués à 274,0 M\$ (référence (ii)) et le budget demandé de 260,1 M\$ pour l'année témoin 2016 (référence (i)).

- 17.2 Veuillez expliquer pourquoi le budget demandé au niveau des coûts capitalisés pour l'année témoin 2016 est de 260,1 M\$ (référence (i)) alors qu'il aurait été de 280,8 M\$ selon la formule paramétrique (référence (ii)).
- 17.3 Veuillez confirmer que la hausse de 20,7 M\$ (280,8 M\$ - 260,1 M\$) représente une baisse additionnelles des charges d'exploitation pour l'année témoin 2016. Veuillez expliquer.

BASE DE TARIFICATION

- 18. Références :** (i) Pièce B-0034;
(ii) Pièce B-0064, p.16 à 19.

Préambule :

À partir des données fournies aux références (i) et (ii), la Régie présente au tableau suivant l'évolution de la base de tarification (selon la moyenne des 13 soldes) de 2014 à 2016.

Évolution de la base de tarification

| <i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i> | <i>2014</i> <i>(réel)</i> | <i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i> | <i>2015</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i> | <i>2016</i> <i>(projeté)</i> | <i>2015</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i> | <i>2016</i> <i>(projeté)</i> |
|---|------------------------------|------------------------------------|---|---------------------------------|---|---------------------------------|
| | IFRS | IFRS | IFRS | IFRS | US GAAP | US GAAP |
| Immobilisations en exploitation | 8 644 724 | 8 959 320 | 8 907 138 | 9 073 376 | 8 907 843 | 9 092 122 |
| Contrat de location-financement | 32 567 | 34 510 | 33 620 | 40 615 | 33 620 | 40 615 |
| Actifs incorporels en exploitation | | | | | | |
| Plan global en efficacité énergétique | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Programmes et activités du BEIÉ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Logiciels | 260 809 | 255 774 | 215 547 | 181 897 | 215 547 | 181 897 |
| Autres actifs incorporels | 33 646 | 32 099 | 36 451 | 33 310 | 36 451 | 33 310 |
| Total | 294 455 | 287 873 | 251 998 | 215 207 | 251 998 | 215 207 |
| Autres actifs | | | | | | |
| Plan global en efficacité énergétique | 798 630 | 749 292 | 747 631 | 692 959 | 747 631 | 692 959 |
| Programmes et activités du BEIÉ | 98 833 | 83 404 | 83 404 | 67 974 | 83 404 | 67 974 |
| Contributions à des projets de raccordement | 101 993 | 256 228 | 188 105 | 303 646 | 188 105 | 303 646 |
| Compte de nivellement pour aléas climatiques | 222 884 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Autres actifs réglementaires | 7 263 | 8 999 | 5 445 | 5 513 | 5 445 | 5 513 |
| Remboursement gouvernemental | 23 282 | 23 282 | 23 282 | 23 282 | 23 282 | 23 282 |
| Total | 1 252 885 | 1 121 205 | 1 047 867 | 1 093 374 | 1 047 867 | 1 093 374 |
| Fonds de roulement | | | | | | |
| Encaisse | 190 186 | 152 940 | 151 967 | 284 952 | 152 564 | 119 347 |
| Matériaux, combustibles et fournitures | 135 649 | 132 944 | 135 010 | 122 341 | 135 010 | 122 341 |
| Total | 325 835 | 285 884 | 286 977 | 407 293 | 287 574 | 241 688 |
| Total | 10 550 466 | 10 688 792 | 10 527 600 | 10 829 865 | 10 528 902 | 10 683 006 |

Demandes :

18.1 Veuillez compléter le tableau en préambule, en fournissant les données réelles et celles reconnus de 2010 à 2014, ainsi que les données de l'année de base 2015 et celles reconnus en 2015. Veuillez également présenter les écarts.

18.2 Veuillez expliquer les écarts entre les données de l'année de base 2015 (IFRS) et celles reconnues par la Régie en 2015 (IFRS) des rubriques suivantes :

- Immobilisations en exploitation (-52,2 M\$);
 - Logiciels (-40,2 M\$);
 - Contributions à des projets de raccordement (-68,1 M\$).
- Veuillez également indiquer l'impact relié au projet LAD.

18.3 Veuillez confirmer que des mises en service moindres ou des reports de mises en service ont un impact à la baisse sur la charge d'amortissement d'une année donnée. Veuillez expliquer.

18.4 Veuillez expliquer les écarts entre les données de l'année témoin 2016 (IFRS) et celles reconnues par la Régie en 2015 (IFRS) des rubriques suivantes :

- Immobilisations en exploitation (+114,1 M\$);
- Logiciels (-73,9 M\$);
- PGEÉ et BEIÉ (-71,8 M\$);
- Contributions à des projets de raccordement (+47,4 M\$).
- Encaisse réglementaire (+132,0 M\$) :

Veuillez également indiquer l'impact relié au projet LAD.

DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016

Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effets de serre du Québec (SPEDE)

19. **Références :**
- (i) Pièce B-0075, p. 87 et 88;
 - (ii) Pièce B-0075, p. 85 à 87.

Préambule :

- (i) Au tableau R-46.1, le Distributeur présente les montants des projets inférieurs à 10 M\$ en respect des exigences :

TABLEAU R-46.1 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN RESPECT DES EXIGENCES (M\$)

| PROJETS | Année historique 2014 | Autorisé 2015 (D-2015-018) | Année de base 2015 | Année témoin 2016 |
|---|--------------------------|----------------------------------|-----------------------|----------------------|
| Investissements à impact main-d'œuvre | 34,5 | 35,8 | 26,5 | 33,9 |
| <i>Demandes de tiers</i> | 23,4 | 24,9 | 17,4 | 22,9 |
| <i>Poteaux en commun</i> | 2,8 | 7,0 | 3,4 | 4,9 |
| <i>Ententes contractuelles avec la CSEM</i> | 8,3 | 3,9 | 5,7 | 6,1 |
| Autres investissements | 5,6 | 3,5 | 3,5 | 3,5 |
| <i>Droits d'émission - gaz à effet de serre</i> | 5,6 | 3,5 | 2,8 | 2,8 |
| <i>Autres</i> | | | 0,7 | 0,7 |
| TOTAL | 40,1 | 39,3 | 30,0 | 37,4 |

- (ii) « Par ailleurs, le Distributeur estime le coût de combustible pour l'année témoin 2016 à 92,9 M\$. [...] Ce coût inclut celui du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE) pour la centrale de Cap-aux-Meules, lequel est estimé à 2,1 M\$. » [nous soulignons]

Demandes :

19.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que la différence entre le montant des droits d'émission pour 2016 (2,8 M\$, référence (i)) et celui des droits dus à la centrale de Cap-aux-Meules (2,1 M\$, référence (ii)) correspond au montant des droits d'émission relatifs aux achats d'électricité de court terme sur les marchés de référence (2,8 - 2.1 = 0,7 M\$). Sinon, veuillez expliquer.

19.2 Veuillez déposer une version révisée du tableau R-46.1 où la rubrique « Droits d'émission - gaz à effets de serre » est détaillée comme suit :

- Centrale de Cap-aux-Meules;
- Achats d'électricité de court terme sur les marchés de référence;
- Autres (s'il y a lieu).

SUIVI DU PROJET LAD

20. Référence : Pièce B-0075, p. 86 à 90.

Préambule :

En préambule de la question, le Distributeur présente au tableau R-2.1, la comparaison, sur une base annuelle et cumulative, de l'impact sur les revenus requis du projet LAD du dossier R-3933-2015 à celui du dossier R-3770-2011 à la fin du projet.

En réponse à une demande de renseignements, il explique les écarts cumulatifs 2017 relatifs au projet LAD comme suit :

« L'écart favorable cumulatif de 12,7 M\$ de gains découlant d'actions structurantes s'explique principalement par le fait que les gains cumulatifs prévus au dossier R-3770-2011 s'échelonnaient jusqu'en 2018. Le Distributeur souligne que le devancement de la fin du déploiement en 2016 permet la réalisation plus rapide des gains associés au projet. [...] » [nous soulignons]

Demandes :

20.1 Veuillez préciser la date de fin de projet du projet LAD et celle qui était prévue au dossier R-3770-2011.

20.2 Si la fin du projet s'échelonnait jusqu'en 2018 dans le dossier R-3770-2011, veuillez mettre à jour le tableau R-2.1 et expliquer les écarts importants.

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

21. Référence : Pièce B-0075, p.98.

Préambule :

« [...] le Distributeur rappelle que les compteurs de nouvelle génération ne permettent pas d'identifier les usages pour lesquels le client consomme son électricité, pas plus que ne le font les compteurs non communicants. »

Demande :

21.1 Veuillez confirmer qu'il est possible de dresser un profil de consommation horaire ou quotidienne avec les compteurs de nouvelle génération puis de l'analyser en fonction de des données météorologiques donnant la température horaire ou quotidienne.

22. Référence : Pièce B-0075, p.99.

Préambule :

« Le projet pilote ne vise que les génératrices d'urgence des clients. »

Demande :

22.1 Veuillez préciser si c'est le Distributeur qui aura le contrôle des génératrices des clients.

- 23. Références :**
- (i) Pièce B-0075, p.100;
 - (ii) Dossier R-3814-2012, Pièce B-0042, p. 21;
 - (iii) http://www.conferenceboard.ca/Libraries/PUBLIC_PDFS/7474_GSEEQ_I_dQ_RPT-FR.sflb.

Préambule :

(i) « 53.1 Veuillez indiquer quel potentiel technico-économique en électricité a été identifié à la suite du projet-pilote autorisé en 2012 qui avait pour objectif de valider les gains énergétiques de ce type d'intervention.

Réponse :

Tels qu'ils sont énoncés en référence (ii), les objectifs du projet pilote de remise à niveau des systèmes électromécaniques (recommissioning) pour le marché CI étaient de valider les gains énergétiques et la durée de vie des mesures de tels projets. Le PTÉ spécifique de cette mesure se trouve à la page 52 du Rapport de Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec - Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et agricole déposé dans le cadre de la Révision du PTÉ en efficacité énergétique du réseau intégré en suivi de la décision D-2011-028. L'évaluation des gains pour ces projets n'est pas complétée, le projet pilote se terminant le 31 décembre 2015. »

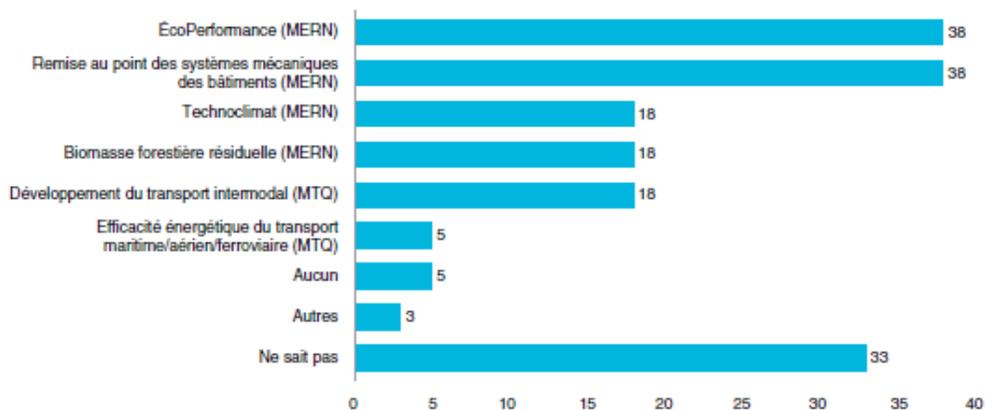
(ii) « Gaz Métro souligne que le potentiel technico-économique de la mesure « Recommissioning » pour la période 2013-2017 est de 39,4 Mm³, soit le plus gros potentiel d'économies d'énergie pour les marchés commercial et institutionnel. Les données réelles de participation au programme démontrent que les économies sont plus importantes que prévu et que le potentiel identifié est réalisable. Ces constats ont donc fortement incité Gaz Métro à continuer d'appuyer cette mesure malgré le retrait d'Hydro-Québec. De plus, le BEIE a pris position rapidement en décidant de reprendre la place laissée libre par Hydro-Québec au sein de ses programmes et d'offrir un volet consacré au « Recommissioning ». » [nous soulignons]

(iii) Dans l'enquête publiée par le *Conference Board* en octobre 2015 sur l'opinion des gestionnaires d'entreprise sur la gestion de l'énergie, on mentionne que le *Recommissioning* est perçu par ces gestionnaires comme la deuxième mesure du Fonds vert la plus pertinente en efficacité énergétique :

Graphique 18

Programmes financés par le Fonds vert les plus pertinents pour promouvoir l'efficacité énergétique

(% des répondants; n=39)



Note : MERN : ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles; MTQ : ministère des Transports.
Source : Données de l'enquête.

Demandes :

23.1 Veuillez confirmer que le rapport d'évaluation du projet-pilote se terminant le 31 décembre 2015, sera l'occasion de présenter une mise à jour de l'analyse, déposée en 2011, du PTÉ de cette mesure.

23.2 Considérant les références (ii) et (iii), veuillez élaborer sur les raisons qui ont amené le Distributeur à se retirer du programme de *Recommissionning* en 2013.

- 24. Références :**
- (i) Pièce B-0075, p.101;
 - (ii) Dossier R-3864-2013, décision D-2015-013, p. 33, par. 136;
 - (iii) [Loi sur l'économie de l'énergie dans le bâtiment \(chapitre E-1.1, a. 16, chapitre 9, annexe 1, a.5\);](#)
 - (iv) [Rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, janvier 2014, p.122.](#)

Préambule :

(i) « *Les pompes à chaleur, ou thermopompes, sont considérées « à haut rendement » ou « efficaces » lorsqu'elles répondent ou dépassent les exigences de la norme Energy-Star. La performance énergétique de ces appareils diminue en fonction de la température extérieure. Or, le climat nordique du Québec fait en sorte que ces appareils cessent d'offrir un rendement*

énergétique suffisant durant une partie de la saison de chauffage, nécessitant l'utilisation d'un système d'appoint. Plusieurs fabricants offrent des thermopompes à haut rendement au Québec.

Les pompes à chaleur pour climat froid sont des thermopompes de deuxième génération qui continuent à offrir un rendement énergétique satisfaisant, et ce, même à de très basses températures. Seuls quelques modèles sont disponibles au Québec. De plus, les normes et les critères de performance applicables à ce type de thermopompes ne sont pas encore définis par les autorités reconnues dans le marché. Conséquemment, le Distributeur préfère attendre avant d'en faire la promotion dans son programme Maisons efficaces. Toutefois, le Distributeur travaille avec Ressources naturelles Canada, le Groupe CSA et d'autres entreprises d'énergie nord-américaines afin d'accélérer l'entrée en vigueur de normes applicables à ces appareils. »
[nous soulignons]

(ii) « [136] La Régie demande au Distributeur d'évaluer l'opportunité de mettre en place des moyens plus efficaces et économiques que les résistances électriques afin de répondre aux besoins de chauffage des locaux et de l'eau dans les réseaux à centrale thermique au sud du 53^e parallèle et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement. »

(iii) Les températures extérieures de calcul de chauffage sont respectivement de -23°C pour Montréal et de -20°C pour Havre-St-Pierre aux Îles-de-la-Madeleine.

(iv) « Historiquement, la grande majorité des constructeurs ont adopté le mode de chauffage par plinthes électriques, évitant ainsi les coûts associés à l'installation d'un système central de chauffage à eau chaude ou à air pulsé [...], il serait préférable que toutes les nouvelles constructions résidentielles unifamiliales soient dotées d'un système de chauffage central à air pulsé ou à eau chaude, indépendamment de la source de chaleur. »

Demandes :

- 24.1 Considérant que les Madelinots utilisent de l'électricité pour se chauffer malgré les aides et les incitatifs en faveur du mazout, veuillez élaborer sur le potentiel des pompes à chaleur efficaces par rapport à la chaudière au mazout pour réduire la consommation globale de mazout des Îles de la Madeleine, compte tenu de leur climat maritime moins rigoureux que le climat nordique qui prévaut sur le continent.
- 24.2 Compte-tenu des coûts évités de puissance et d'énergie, spécifiques aux Îles-de-la-Madeleine, veuillez évaluer puis élaborer sur la marge de manœuvre du Distributeur pour déployer massivement les pompes à chaleur, spécifiquement aux Îles-de-la-Madeleine.
- 24.3 Veuillez élaborer sur les possibilités pour le Distributeur de favoriser le chauffage central et de restreindre la diffusion du chauffage décentralisé par plinthes dans la nouvelle

construction et la rénovation afin de faciliter l'introduction ultérieure de mesures comme la pompe à chaleur qui conviendraient mieux aux Îles-de-la-Madeleine.

- 25. Références :**
- (i) Pièce B-0075, p.103;
 - (ii) Pièce B-0075, p.105.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique qu'il investira 26 M\$ dans le programme *Charges interruptibles résidentielles* en 2016, une somme à laquelle il faut ajouter 14 M\$ en incitatifs, soit des coûts totaux de 40 M\$. Il indique que ce programme générera des coûts évités de 35 M\$, ce qui donne donc un TNT de -5 M\$. Le Distributeur précise que:

« L'analyse économique prend en compte les dépenses de 2016 à 2018, une durée de vie commerciale de trois ans ayant été utilisée.

Cette durée de vie commerciale présumée de trois ans reflète le fait qu'en moyenne, un client qui a adhéré au programme y demeurera trois années. »

(ii) *« 56.4 Veuillez préciser sur quelle durée de vie les investissements dans les systèmes de télé-contrôle sont amortis.*

Réponse :

La durée des amortissements correspond à celle du compte de frais reportés pour les interventions en efficacité énergétique, soit 10 ans. »

Demandes :

- 25.1 Veuillez indiquer à partir de quelle durée de vie de la mesure on pourrait obtenir un TNT neutre du programme *Charges interruptibles résidentielles*.
- 25.2 Veuillez préciser si le système de télécontrôle est installé à l'extérieur du chauffe-eau puis, considérant la durée de vie des chauffe-eau de 10 ans, justifier le choix d'une durée de vie commerciale de trois ans.

- 26. Références :**
- (i) Pièce B-0042, p. 37;
 - (ii) Dossier R-3905-2014, Pièce B-0038, p.31;
 - (iii) <http://www.hydroquebec.com/residentiel/economiser-l-energie/chauffage/chauffe-eau-a-trois-element/>;
 - (iv) Pièce B-0075, p.106;
 - (v) [2003 ASHRAE Application Handbook \(SI\), p.49.10.](#)

Préambule :

(i) Au Tableau B-1, le Distributeur considère comme hypothèse de calcul 2016, un effacement de 0,7 kW par participant au programme *Charges interruptibles résidentielles*.

| Gestion de la demande en puissance | | | |
|---------------------------------------|---------|--------|-------|
| Chauffe-eau à trois éléments | 25 000 | 0,1 kW | 3 MW |
| Charges Interruptibles résidentielles | 100 000 | 0,7 kW | 70 MW |
| Charges Interruptibles - Bâtiments CI | 80 | 500 kW | 40 MW |

(ii) Au Tableau B-1, le Distributeur considère comme hypothèse de calcul 2015, un effacement de 0,6 kW par participant au programme *Charges interruptibles résidentielles (Chauffe-eau)*

| Gestion de la demande en puissance | | | |
|--|---------|--------|-------|
| Chauffe-eau à trois éléments | 20 600 | 0,1 kW | 2 MW |
| Gestion à distance de charges résidentielles (chauffe-eau) | 100 000 | 0,6 kW | 60 MW |

(iii) Le Distributeur explique que le chauffe-eau à 3 éléments possède un élément de 0,8 kW dont le fonctionnement prioritaire est presque continu.

Pour optimiser le fonctionnement, mieux vaut trois éléments.

Un chauffe-eau à trois éléments est moins gourmand qu'un chauffe-eau traditionnel à deux éléments. Ses trois éléments, moins puissants, nécessitent moins de watts à la fois, ce qui est particulièrement avantageux durant les périodes de pointe du matin et du soir. Même si son réservoir est approvisionné en eau chaude de manière plus uniforme, il fournit, à capacité égale, la même quantité d'eau chaude qu'un chauffe-eau traditionnel.



3800 WATTS
 L'élément du haut fonctionne en alternance avec les deux autres éléments afin de chauffer l'eau de la partie supérieure du réservoir.

3000 WATTS
 L'élément du milieu fonctionne au besoin avec celui du bas pour compléter le chauffage de l'eau sur une courte période de temps.

800 WATTS
 L'élément du bas, de faible puissance, fonctionne presque continuellement.

Les chauffe-eau à trois éléments offerts actuellement sur le marché sont de marque *Giant* et en format de 60 gallons.

(iv) « L'appel de puissance à la pointe du réseau d'un chauffe-eau à trois éléments est inférieur de 0,1 kW à celui d'un chauffe-eau à deux éléments. Cette réduction de puissance est permanente. Le programme de gestion de la charge résidentielle permet d'effacer la charge

totale d'un chauffe-eau pendant la durée de la pointe. L'économie potentielle procurée par cet effacement de la charge totale d'un chauffe-eau est évaluée à 0,9 kW. Cette hypothèse reflète la charge moyenne de l'ensemble du parc de chauffe-eau » [nous soulignons]

(v) L'American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) fournit des données statistiques sur les profils horaires de soutirage d'eau chaude et sur les soutirages de pointe horaires typiques d'eau chaude du secteur résidentiel :

Table 5 Overall (OVL) and Peak Average Hot-Water Use

| Group | Average Hot-Water Use, L | | | | | | | |
|--------------------|--------------------------|------|-------|------|--------|------|---------|------|
| | Hourly | | Daily | | Weekly | | Monthly | |
| | OVL | Peak | OVL | Peak | OVL | Peak | OVL | Peak |
| All families | 9.8 | 17.3 | 236 | 254 | 1652 | 1873 | 7178 | 7700 |
| "Typical" families | 9.9 | 21.9 | 239 | 252 | 1673 | 1981 | 7270 | 7866 |

2003 ASHRAE Applications Handbook (SI)

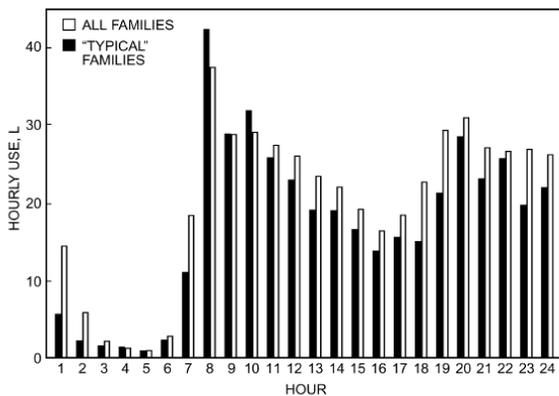


Fig. 11 Residential Hourly Hot-Water Use—95% Confidence Level

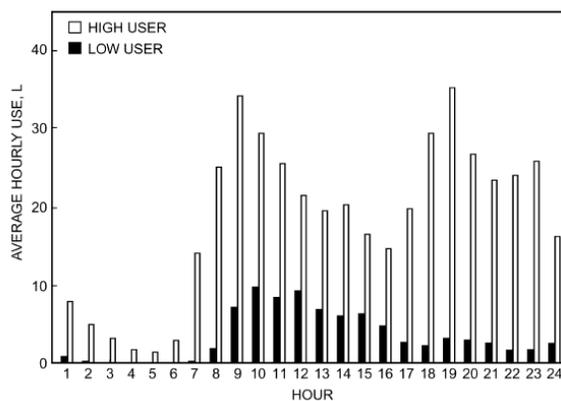


Fig. 13 Residential Average Hourly Hot-Water Use for Low and High Users

Demandes :

26.1 Veuillez confirmer que la charge à la pointe effacée par chauffe-eau participant au programme *Charges interruptibles résidentielles*, bien inférieure à la puissance typique des éléments chauffants installés dans un chauffe-eau résidentiel à 2 éléments, est le résultat d'un calcul statistique du fonctionnement simultané d'une population suffisamment grande de chauffe-eau, qui dépend lui-même des soutirages d'eau chaude de la même population de consommateurs.

26.2 La Régie déduit des données ASHRAE de la référence (v) que les volumes moyens d'eau chaude soutirés et coïncidant à la pointe du Distributeur seraient de l'ordre de plus de 22 L/h. En considérant une élévation de température de 50°C de l'eau froide en hiver, une capacité calorifique de l'eau de 4,18 kJ/L.°C, cette charge horaire d'eau chaude est équivalente à :

$$22 \times 4,18 \times 50 / 3\ 600 = 1,28 \text{ kW}$$

Veillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur considère que la charge à la pointe effacée par chauffe-eau participant au programme *Charges interruptibles résidentielles* est de seulement 0,6 ou 0,7 kW.

- 26.3 Veuillez expliquer comment la valeur de 0,6 ou de 0,7 kW a été obtenue puis préciser si cette valeur tient compte d'une reprise en charge partielle par rotation d'un certain pourcentage du parc de chauffe-eau participant au programme de télécontrôle.
- 26.4 Veuillez concilier les valeurs d'effacement à la pointe de 0,9 kW pour un chauffe-eau à 2 éléments, donnée dans la réponse en référence (iv), avec celles de 0,7 et 0,6 kW des références (i) et (ii) sur le télécontrôle des chauffe-eau à 2 éléments.
- 26.5 Si une valeur inférieure à 0,8 kW est retenue par le Distributeur, veuillez justifier l'intérêt de maintenir le programme de chauffe-eau à 3 éléments.
- 26.6 Veuillez présenter le TCTR et le TP de la mesure Chauffe-eau à 3 éléments.

- 27. Références :**
- (i) Pièce B-0042, p. 37;
 - (ii) Dossier R-3905-2014 Phase 1, pièce B-0038, p.31;
 - (iii) Pièce B-0075, p.103;
 - (iv) Pièce B-0075, p.114 et 115 ;
 - (v) Pièce B-0083, Annexe A, p.1;
 - (vi) Pièce B-0042, p.16 et 17.

Préambule :

(i) Au Tableau B-1, le Distributeur considère comme hypothèse de calcul 2016, un effacement unitaire de 0,7 kW pour 100 000 participants au programme *Charges interruptibles résidentielles*.

| Gestion de la demande en puissance | | | |
|---------------------------------------|---------|--------|-------|
| Chauffe-eau à trois éléments | 25 000 | 0,1 kW | 3 MW |
| Charges Interruptibles résidentielles | 100 000 | 0,7 kW | 70 MW |
| Charges Interruptibles - Bâtiments CI | 80 | 500 kW | 40 MW |

(ii) Au Tableau B-1, le Distributeur considère comme hypothèse de calcul 2015, un effacement unitaire de 0,6 kW pour 100 000 participants au programme *Charges interruptibles résidentielles (Chauffe-eau)*.

| Gestion de la demande en puissance | | | |
|--|---------|--------|-------|
| Chauffe-eau à trois éléments | 20 600 | 0,1 kW | 2 MW |
| Gestion à distance de charges résidentielles (chauffe-eau) | 100 000 | 0,6 kW | 60 MW |

(iii) Au Tableau R.55.1, le Distributeur indique qu'il y a 40 000 participants ajoutés au programme de *Charges interruptibles résidentielles* pour l'hiver 2015-2016 et 100 000 pour l'hiver 2016-2017.

TABLEAU R-55.1 :
HYPOTHÈSES CHARGES INTERRUPTIBLES RÉSIDENTIELLES

| | Hiver 2015-2016 | Hiver 2016-2017 |
|--|-----------------|-----------------|
| Budget du programme (excluant aide financière) | 12 M\$ en 2015 | 26 M\$ en 2015 |
| MW ajoutés | 28 | 70 |
| Nb de participants ajouté | 40 K | 100 K |
| Aide / participant | 50 \$ / an | 50 \$ / an |

(iv) En réponse à la Régie relatives aux modalités qui sont offertes par le Distributeur aux participants au programme *Charges interruptibles résidentielles*, le Distributeur indique :

« Aucun document promotionnel ne peut être fourni. Le programme Charges interruptibles Bâtiments est au stade du projet pilote et le programme Charges interruptibles résidentielles fait l'objet d'un repositionnement. »

puis :

« Le déploiement du programme Charges interruptibles résidentielles ne débutera qu'en 2016. »

En page 115, on peut lire :

« Les modalités fines pour ces programmes seront précisées à la suite du déploiement du projet pilote pour le programme Charges interruptibles - Bâtiments et du repositionnement du programme Charges interruptibles résidentielles. Ces modalités respecteront les coûts évités du Distributeur.

Bien que le mode de déploiement commercial reste à préciser, s'il s'avérait qu'il y a un avantage à déployer ces interventions au moyen d'une option tarifaire, le Distributeur en présentera les modalités à la Régie pour approbation avant leur mise en application. » » [nous soulignons]

(v) Introduction aux résultats du projet-pilote de Chauffe-eau interruptibles présentés en septembre 2015 :



1. Le projet pilote en bref Objectifs et profil des participants

Objectifs

- Volet commercial
 - Évaluer la satisfaction de la clientèle qui participera au projet (approche, confort/inconfort, etc.).
- Volet technologique
 - Valider les modèles prédictifs de l'IREQ/LTE;
 - Valider deux types de technologies distinctes;
- Volet opérationnel
 - Tester des scénarios de délestage et de reprise en cours de projet-pilote pour valider un modèle d'exploitation atténuant la pointe en hiver.

Nombre et profil des participants

Objectif : recruter 450 Hydro-Québécois des régions de la Montérégie, de Montréal et des Laurentides
Recrutement : 490 employés d'Hydro-Québec se sont portés volontaires
Résultat : 368 candidats ont été retenus

(vi) « *Le budget anticipé de 2015 s'élève à 17 M\$. Au total, 54 MW seront ajoutés à l'hiver 2015-2016*¹³.

Pour 2016, le budget prévu s'élève à 31 M\$¹⁴, soit une augmentation de plus de 14 M\$ par rapport aux résultats anticipés de 2015. Le déploiement de deux nouvelles interventions en gestion de charges interruptibles, l'une au marché Résidentiel et l'autre dans les bâtiments commerciaux et institutionnels (CI), explique cette majoration importante. Au total, les interventions en gestion de la demande en puissance réduiront de près de 115 MW la demande en puissance de l'hiver 2016-2017, dont environ 75 MW au marché Résidentiel et 40 MW au marché Affaires.

Au cours des dernières années, la part relative de la gestion de la demande en puissance dans le budget total est passée de 0,3 % en 2012 à 23 % en 2016. Cette augmentation témoigne des efforts accrus du Distributeur pour déployer de nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance. » [nous soulignons]

Les notes de bas de page 13 et 14 se lisent comme suit :

« ¹³ Ce nombre exclut les interventions en gestion de la demande en puissance, hors budget du PGEÉ, comme la réduction de puissance découlant des options tarifaires.

¹⁴ *Au même titre que l'aide financière accordée aux clients Grande puissance et Affaires qui adhèrent aux options d'électricité interruptible, l'aide financière allouée aux programmes Charges interruptibles résidentielles et Charges interruptibles Bâtiments n'est pas incluse dans le budget des interventions en efficacité énergétique. Elle est plutôt comptabilisée dans les coûts d'approvisionnement (voir la pièce HQD-6, document 1). » [nous soulignons]*

Demandes :

- 27.1 Veuillez confirmer que les résultats du projet-pilote ayant retenu 368 participants, tels que précisés en référence (v), portent sur l'hiver 2014-2015 et non sur l'hiver 2015-2016.
- 27.2 Veuillez indiquer si la valeur de l'effacement de 0,6 à 0,7 kW par chauffe-eau délesté à la pointe a pu être validée ou vérifiée dans le cadre du projet-pilote de 368 participants. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.
- 27.3 Veuillez confirmer que pour garantir un effacement au cours de l'hiver 2015-2016, un participant doit avoir participé ou s'être ajouté au programme au cours de l'année 2015.
- 27.4 Veuillez expliquer comment on peut anticiper que 40 000 participants contribueront à l'effacement de la pointe au cours de l'hiver 2015-2016 si le déploiement du programme n'est prévu qu'en 2016 et si le mode de déploiement commercial du programme reste à préciser.
- 27.5 Veuillez indiquer quelle portion des 40 000 participants qui s'effaceront au cours de l'hiver 2015-2016 a déjà été équipée de systèmes de télécontrôle à la fin octobre 2015 et expliquer les moyens mis en œuvre pour recruter les participants restants avant l'hiver 2015-2016.
- 27.6 Veuillez indiquer les modalités détaillées qui sont offertes aux 40 000 participants qui se sont ajoutés au programme en 2015.
- 27.7 Veuillez indiquer quelle part du 54 MW d'effacement de la pointe annoncé pour l'hiver 2015-2016 représentent les 40 000 participants au programme *Charges interruptibles résidentielles*.
- 27.8 Veuillez expliquer la note de bas de page 13 en référence (vi), en précisant notamment s'il y a des charges additionnelles effacées par d'autres interventions financées hors budget du PGEÉ.
- 27.9 Veuillez fournir un tableau détaillé permettant de comprendre quelles parts des données en référence (i) sont anticipées pour 2015 et quelles parts des données en référence (ii) seront réalisées en 2016 au moyen des budgets et des programmes du PGEÉ.
- 27.10 Veuillez indiquer quelles autres parts des données en référence (i) seront couvertes par des options tarifaires financées par les Coûts d'approvisionnement ou si elles s'ajouteront à ces données.
- 27.11 Veuillez présenter en détail la liste des mesures de gestion de la pointe déployées en 2015, d'une part et en 2016, d'autre part.

- 27.12 Veuillez présenter en détail la liste des options tarifaires qui ont été proposées en 2015 et qui seront proposées en 2016.
- 27.13 Veuillez élaborer sur le fait que ces options tarifaires n'apparaissent pas dans le texte des Modifications aux tarifs déposé par le Distributeur.
- 27.14 Le cas échéant, veuillez déposer les options tarifaires en lien avec les programmes de gestion de la pointe.

28. Référence : Pièce B-0042, p.19.

Préambule :

Le Distributeur expose, en employant des phrases au futur dans sa demande R-3933-2015, les objectifs 2015 de ses programmes de charges interruptibles dans les bâtiments d'Hydro-Québec et dans les bâtiments CI, tout en annonçant des objectifs précis pour l'hiver 2015-2016 :

« Charges interruptibles - Bâtiments d'Hydro-Québec

Le projet d'automatisation des stratégies de contrôle des systèmes électromécaniques des bâtiments d'Hydro-Québec en période de pointe se déroule comme prévu en 2015. Ce projet permet aux gestionnaires du parc immobilier d'Hydro-Québec de réduire, de façon automatisée, la demande en puissance des bâtiments lors des périodes de grand froid. L'objectif de réduction de puissance est de 15 MW à l'hiver 2015-2016.

Programme Charges interruptibles - Bâtiments CI

À la suite des résultats des travaux du Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ) et du projet d'automatisation des stratégies de contrôle des systèmes électromécaniques des bâtiments d'Hydro-Québec, le Distributeur effectuera en 2015 un projet pilote de réduction de la demande en puissance dans les bâtiments du secteur CI. Ce projet permettra de valider les paramètres techniques et commerciaux, notamment le confort des occupants, en vue d'offrir pour 2016 un nouveau programme de charges interruptibles à ce marché. Sur avis du Distributeur, pendant les heures de pointe hivernale, les clients participants auront la possibilité de modifier temporairement les stratégies de contrôle des systèmes électromécaniques pour réduire l'appel de puissance de leurs bâtiments.

Un appel de propositions a été lancé en mars 2015 pour retenir les services d'entreprises afin de réaliser ce projet pilote. Ce projet pilote vise la réalisation d'environ 20 projets de gestion de la demande en puissance dans des bâtiments

représentatifs du secteur CI en ce qui a trait à la taille et la vocation. L'objectif du projet pilote est d'environ 10 MW à l'hiver 2015-2016.

À la suite de l'analyse des résultats du projet pilote, le Distributeur déployera la nouvelle offre commerciale en gestion de la demande en puissance visant tous les bâtiments du secteur CI. Une compensation financière sera versée aux clients sur la base de la puissance réduite. L'objectif prévu à l'hiver 2016-2017 est d'environ 40 MW. » [nous soulignons]

Demandes :

- 28.1 Veuillez confirmer que les bâtiments d'Hydro-Québec seront bien équipés des systèmes de contrôle requis dès le 1^{er} décembre 2015 pour être en mesure d'effacer 15 MW à la pointe. Sinon, veuillez justifier.
- 28.2 Veuillez confirmer que depuis mars 2015, les 20 projets-pilotes visés ont été réalisés et équipés des équipements requis pour pouvoir effacer environ 10 MW à la pointe dès le 1^{er} décembre 2015. Sinon, veuillez justifier.
- 28.3 Veuillez préciser les échéanciers et la demande budgétaire du Distributeur pour réaliser en 2016 le plan d'action qui permettra d'effacer environ 40 MW dès le 1^{er} décembre 2016.

- 29. Références :**
- (i) Pièce B-0042, p.15;
 - (ii) <http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/programmes/programmes-systemes-industriels/nouvelle-usine-agrandissement/appui-financier-et-avantages/>

Préambule :

- (i) On peut lire à propos des programmes OIEÉB et OIEÉSI :

« *En 2016, les deux programmes se poursuivront sans modifications majeures.* »

- (ii) Le Distributeur annonce qu'à partir du 1^{er} mai 2015, il y a une modification de la limite à l'appui financier du programme OIEÉSI – Nouvelle usine, agrandissement : Parmi les 3 limites supérieures de l'appui financier, une des limites est passée de 50 % des coûts additionnels (ou surcoûts) admissibles du projet à 10 % des coûts totaux admissibles du projet. Une autre limite est que l'appui financier ne peut ramener le PRI du projet après subvention à moins de 2 ans. Ce critère est demeuré inchangé.

Demandes :

- 29.1 Veuillez exposer les motifs ayant amené le Distributeur à modifier le plafond de l'appui financier de 50 % des coûts additionnels (ou surcoûts) admissibles du projet à 10 % des coûts totaux admissibles du projet.
- 29.2 Veuillez confirmer que cette modification n'enlève pas la nécessité de définir un projet de référence pour calculer la PRI du projet d'efficacité énergétique et effectuer le suivi du programme au niveau de ses impacts et de sa rentabilité. Sinon veuillez expliquer comment le critère du PRI non inférieur à 2 ans après subvention sera vérifié et comment le Distributeur entend faire le suivi du programme et en calculer les tests économiques.
- 29.3 Veuillez expliquer si le changement effectué en mai 2015 a un impact uniquement sur le montant de l'appui financier ou s'il peut en avoir un également sur l'admissibilité d'un projet ayant un pay-back supérieur à deux ans à pouvoir bénéficier d'un appui financier.

STRATÉGIE TARIFAIRE

- 30. Références :**
- (i) Pièce B-0071, p. 42 à 45;
 - (ii) Pièce B-0051, p. 5;
 - (iii) Pièce B-0071, p. 5;
 - (iv) Pièce B-0051, p. 24.

Préambule :

(i) « 12.5 Veuillez expliquer la réduction de la projection du tarif L à 5,2 ¢/kWh en 2022, au Tableau 6 de la référence (iv), par rapport à la projection à 5,4 ¢/kWh en 2022, au Tableau 6.1 de la référence (v).

Réponse :

Par rapport à la projection du tarif L présentée dans le dossier R-3905-2014, celle du présent dossier tarifaire (référence (iv)) tient compte des hausses tarifaires prévues actuellement, incluant la hausse autorisée pour 2015-2016 par la décision D-2015-018 et celle proposée pour 2016-2017. »

La Régie remarque que la croissance des coûts de fourniture à la marge entre 2015 et 2023 est passée de 47 % au Tableau R-6.1 de la référence (i) à 78 % au Tableau 6. La Régie remarque également que la projection prévue des hausses tarifaires au tarif L entre 2015 et 2023 est passée de 10,2 % au Tableau R-6.1, à seulement 6,1 % au Tableau 6, ce qui correspond à une hausse annuelle de moins de 0,75 % par année. La neutralité du TDÉ au tarif L est donc affectée

négativement par la hausse des coûts à la marge et par la baisse des revenus en raison de la projection de tarifs plus faibles.

(ii) « Pour l'année tarifaire 2016-2017, la hausse des tarifs permettant au Distributeur de récupérer son coût de service en 2016 est de 1,9 % auprès de l'ensemble de la clientèle, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels la hausse est de 1,2 %. »

(iii) « L'ajustement différencié reflétant la variation des coûts de 6,3 % pour le tarif L découle du contexte général des deux derniers dossiers tarifaires, tel qu'il est indiqué en réponse à la question 1.1. »

(iv) « Jusqu'à présent, trois demandes ont été soumises au Distributeur et sont en cours d'évaluation. »

Demandes :

30.1 Veuillez présenter les hypothèses sous-jacentes et expliquer comment le Distributeur projette une hausse moyenne du tarif L inférieure à 0,75 % par année pour les 8 prochaines années, tel qu'énoncé à la référence (i), considérant la hausse tarifaire plus élevée proposée à la référence (ii).

30.2 Veuillez concilier la réduction de la croissance projetée des tarifs au Tableau 6 de la référence (i) avec la pression sur les coûts constatée aux références (i) et (iii).

30.3 Veuillez préciser quel tarif s'appliquerait à chacune des trois demandes, advenant qu'elles soient acceptées et que les projets aillent de l'avant.

- 31. Références :** (i) Dossier R-3854-2013, pièce B-0045, p. 15;
(ii) Pièce B-0046, p. 15;
(iii) Pièce B-0071, p. 6;
(iv) Pièce B-0076, p. 7 et 14.

Préambule :

(i)

Tableau 8B
Calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement
Année témoin projetée 2014

| Catégories de consommateurs | Coût de service (M\$) | | Revenu avant hausse (M\$) | | Provision réglementaire (M\$) | | Ventes (GWh) | |
|-----------------------------|-----------------------|----------|---------------------------|---------|-------------------------------|--------|--------------|---------|
| | 2013 | 2014 | 2013 | 2014 | 2013 | 2014 | 2013 | 2014 |
| | (A) | (B) | (C) | (D) | (E) | (F) | (G) | (H) |
| Domestiques | 5 757,1 | 5 904,6 | 4 758,2 | 4 816,0 | 7,9 | (42,0) | 65 226 | 65 666 |
| Généraux | 2 979,5 | 3 144,7 | 3 765,6 | 3 810,9 | 4,8 | (24,9) | 49 436 | 50 168 |
| Tarif G ¹ | 905,0 | 900,0 | 1 061,3 | 1 017,4 | 1,5 | (7,7) | 11 363 | 10 813 |
| Tarif MF | 1 672,9 | 1 820,6 | 2 264,0 | 2 352,3 | 2,7 | (14,4) | 29 607 | 30 872 |
| Tarif LG ² | 401,6 | 424,1 | 440,3 | 441,2 | 0,5 | (2,7) | 8 466 | 8 482 |
| Grands industriels | 1 152,5 | 1 196,6 | 1 351,3 | 1 367,5 | 1,6 | (8,4) | 29 211 | 29 622 |
| Total | 9 889,2 | 10 245,9 | 9 875,1 | 9 994,4 | 14,2 | (75,3) | 143 873 | 145 455 |

| Catégories de consommateurs | Écart de coûts | | | Écart de revenus | | | Revenu additionnel requis |
|-----------------------------|----------------|------------|-------|------------------|------------|--------|---------------------------|
| | Effet volume | Effet prix | Total | Effet volume | Effet prix | Total | |
| | (I) | (J) | (K) | (L) | (M) | (N) | |
| Domestiques | 38,8 | 108,7 | 147,5 | 32,1 | (24,2) | 7,9 | 139,5 |
| Généraux | 28,5 | 136,7 | 165,2 | 46,3 | (30,6) | 15,7 | 149,5 |
| Tarif G | (43,8) | 38,8 | (5,0) | (51,4) | (1,7) | (53,1) | 48,1 |
| Tarif MF | 71,5 | 76,2 | 147,7 | 96,9 | (25,8) | 71,1 | 76,6 |
| Tarif LG | 0,8 | 21,7 | 22,5 | 0,8 | (3,2) | (2,3) | 24,8 |
| Grands industriels | 16,2 | 27,9 | 44,1 | 19,0 | (12,9) | 6,2 | 38,0 |
| Total | 83,5 | 273,3 | 356,8 | 97,4 | (67,6) | 29,8 | 327,0 |

| Catégories de consommateurs | Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux | | | Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts | | |
|-----------------------------|---|----------------------------|------------------|---|----------------------------|------------------|
| | Ajustement tarifaire | Revenus après hausse (M\$) | Interfinancement | Ajustement tarifaire | Revenus après hausse (M\$) | Interfinancement |
| | (P) | (Q) | (R) | (S) | (T) | (U) |
| Domestiques | 3,4% | 4 979,0 | 83,7 | 2,9% | 4 955,6 | 83,3 |
| Généraux | 3,4% | 3 939,9 | 124,4 | 3,9% | 3 960,4 | 125,0 |
| Tarif G | 4,0% | 1 057,6 | 116,6 | 4,7% | 1 065,5 | 117,5 |
| Tarif M | 3,0% | 2 421,8 | 132,0 | 3,3% | 2 428,9 | 132,4 |
| Tarif LG | 4,4% | 460,5 | 107,8 | 5,6% | 466,0 | 109,1 |
| Grands industriels | 2,6% | 1 402,5 | 116,4 | 2,8% | 1 405,4 | 116,6 |
| Total | - | 10 321,4 | 100,0 | - | 10 321,4 | 100,0 |

La Régie constate que le coût de service par kWh vendu en 2013 était de 8,83 ¢/kWh (colonne A / colonne G) aux tarifs domestiques et de 3,95 ¢/kWh pour les grands industriels.

(ii)

Tableau 8B
Calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement
Année témoin projetée 2016

| Catégories de consommateurs | Coût de service (M\$) | | Revenus avant hausse (M\$) | | Provision réglementaire (M\$) | | Ventes (GWh) | |
|-----------------------------|-----------------------|----------|----------------------------|----------|-------------------------------|--------|--------------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2015 | 2016 | 2015 | 2016 | 2015 | 2016 |
| | (A) | (B) | (C) | (D) | (E) | (F) | (G) | (H) |
| Domestiques | 6 096,0 | 6 163,7 | 5 237,0 | 5 279,4 | (76,3) | (52,2) | 66 293 | 67 068 |
| Généraux | 3 299,6 | 3 446,2 | 4 122,2 | 4 148,7 | (47,5) | (32,9) | 50 688 | 50 951 |
| Tarif G ¹ | 903,8 | 889,3 | 1 061,1 | 1 043,6 | (16,5) | (9,3) | 10 443 | 10 240 |
| Tarif M ² | 1 928,8 | 2 058,8 | 2 562,5 | 2 591,4 | (24,1) | (18,3) | 31 548 | 31 813 |
| Tarif LG ³ | 467,1 | 498,1 | 498,6 | 513,7 | (6,8) | (5,3) | 8 697 | 8 898 |
| Grands industriels | 1 256,0 | 1 302,3 | 1 427,9 | 1 383,7 | (11,5) | (8,9) | 29 152 | 28 388 |
| Total | 10 651,6 | 10 912,2 | 10 787,1 | 10 811,9 | (135,4) | (94,0) | 146 133 | 146 407 |

| Catégories de consommateurs | Écart de coûts | | | Écart de revenus | | | Revenu additionnel requis |
|-----------------------------|----------------|------------|--------|------------------|------------|--------|---------------------------|
| | Effet volume | Effet prix | Total | Effet volume | Effet prix | Total | |
| | (I) | (J) | (K) | (L) | (M) | (N) | |
| Domestiques | 71,3 | (3,6) | 67,7 | 60,4 | 6,2 | 66,6 | 1,1 |
| Généraux | 9,5 | 137,2 | 146,6 | 12,4 | 28,6 | 41,1 | 105,5 |
| Tarif G | (17,5) | 3,1 | (14,4) | (20,3) | 10,0 | (10,2) | (4,2) |
| Tarif M | 16,2 | 113,8 | 130,0 | 21,3 | 13,3 | 34,6 | 95,4 |
| Tarif LG | 10,8 | 20,2 | 31,0 | 11,4 | 5,3 | 16,7 | 14,3 |
| Grands industriels | (32,9) | 79,2 | 46,3 | (37,1) | (4,4) | (41,5) | 87,8 |
| Total | 47,8 | 212,7 | 260,6 | 35,7 | 30,4 | 66,1 | 194,5 |

| Catégories de consommateurs | Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux | | | Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts | | |
|-----------------------------|---|----------------------------|------------------|---|----------------------------|------------------|
| | Ajustement tarifaire | Revenus après hausse (M\$) | Interfinancement | Ajustement tarifaire | Revenus après hausse (M\$) | Interfinancement |
| | (P) | (Q) | (R) | (S) | (T) | (U) |
| Domestiques | 1,9% | 5 379,1 | 86,5 | 0,0% | 5 280,6 | 84,9 |
| Généraux | 1,9% | 4 227,0 | 121,6 | 2,5% | 4 254,2 | 122,4 |
| Tarif G | 1,9% | 1 063,3 | 118,5 | -0,4% | 1 039,4 | 115,9 |
| Tarif M | 1,9% | 2 639,7 | 127,1 | 3,7% | 2 686,7 | 129,4 |
| Tarif LG ⁴ | 1,9% | 524,0 | 104,3 | 2,8% | 528,1 | 105,1 |
| Grands industriels | 1,2% | 1 400,3 | 106,6 | 6,3% | 1 471,6 | 112,0 |
| Total | - | 11 006,4 | 100,0 | | 11 006,3 | 100,0 |

La Régie constate que le coût de service par kWh vendu prévu pour 2016 serait de 9,19 ¢/kWh (colonne B / colonne H) aux tarifs domestiques et de 4,59 ¢/kWh pour les grands industriels.

La Régie constate également que la progression sur 3 ans du coût de service par kWh, soit entre 2013 (8,83 ¢/kWh) et 2016 (9,19 ¢/kWh), serait de 4,1 % aux tarifs domestiques. Pour le tarif grands industriels, la même progression sur 3 ans du coût de service par kWh entre 2013 (3,95 ¢/kWh) et 2016 (4,59 ¢/kWh), serait de 16,2 %.

(iii)

TABLEAU R-1.4 :
HISTORIQUE DES HAUSSES TARIFAIRES APPLIQUÉES
ET DES HAUSSES SELON LA VARIATION DES COÛTS
ANNÉES PRÉVISIONNELLES 2011 À 2016

| Catégories de consommateurs | Hausse appliquées | | | Hausse selon la variation des coûts | | |
|-----------------------------|-------------------|-------|------|-------------------------------------|-------|-------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Domestique | -0,4% | -0,5% | 2,4% | -1,0% | -1,2% | 4,3% |
| Petite puissance | -0,4% | -0,5% | 2,4% | 2,4% | -0,8% | 1,3% |
| Moyenne puissance | -0,4% | -0,5% | 2,4% | -1,8% | 1,3% | -0,2% |
| Grande puissance | -0,4% | -0,5% | 2,4% | 0,8% | -0,3% | 1,1% |

| Catégories de consommateurs | Hausse appliquées | | | Hausse selon la variation des coûts | | |
|-----------------------------|-------------------|-------------|-------------|-------------------------------------|-------------|-------------|
| | 2014 | 2015 | 2016* | 2014 | 2015 | 2016 |
| Domestiques | 4,3% | 2,9% | 1,9% | 4,0% | 2,0% | 0,0% |
| Généraux | 4,3% | 2,9% | 1,9% | 4,6% | 3,0% | 2,5% |
| Tarif G | 4,8% | 2,9% | 1,9% | 5,8% | 3,6% | -0,4% |
| Tarif M | 3,8% | 2,7% | 1,9% | 4,0% | 2,0% | 3,7% |
| Tarif LG | 5,3% | 3,5% | 1,9% | 5,0% | 6,7% | 2,8% |
| Grands industriels | 3,5% | 2,5% | 1,2% | 3,5% | 5,3% | 6,3% |

* Prévisionnelles

La Régie constate que les hausses tarifaires sur 3 ans, soient celles appliquées en 2014 et 2015 ainsi que celle proposée en 2016, seraient de 9,4 % aux tarifs domestiques et de 7,4 % au tarif grands industriels.

La Régie constate enfin que les hausses tarifaires sur 3 ans excéderaient de 5,3 % la hausse du coût de service par kWh aux tarifs domestiques (9,4 % - 4,1 %). Par contre, les hausses tarifaires sur 3 ans seraient inférieures de 8,8 % à la hausse du coût de service par kWh au tarif grands industriels (7,4 % - 16,2 %).

(iv)

| Catégories de consommateurs | (I) | (II) | (III) | (IV) | (V) | (VI) |
|-----------------------------|-----------------------|--------------------------------|-----------------------------|--|---------------------|---------------------|
| | Coût de service (M\$) | | | | Ventes (GWh) | |
| | 2013 ⁽¹⁾ | US GAAP 2016 ⁽²⁾ | IFRS 2016 ⁽³⁾ | sans modif pass-on 2016 ⁽⁴⁾ | 2013 ⁽¹⁾ | 2016 ⁽²⁾ |
| Domestiques | 5 757,1 | 6 163,7 | 6 407,2 | 6 245,6 | 65 226 | 67 068 |
| Généraux | 2 979,5 | 3 446,2 | 3 552,5 | 3 408,1 | 49 436 | 50 951 |
| Tarif G | 905,0 | 889,3 | 919,9 | 895,1 | 11 363 | 10 240 |
| Tarif M | 1 672,9 | 2 058,8 | 2 121,1 | 2 021,4 | 29 607 | 31 813 |
| Tarif LG | 401,6 | 498,1 | 511,6 | 491,6 | 8 466 | 8 898 |
| Grands industriels | 1 152,5 | 1 302,3 | 1 328,9 | 1 258,5 | 29 211 | 28 388 |
| | 9 889,2 | 10 912,2 | 11 288,6 | 10 912,2 | 143 873 | 146 407 |

| Catégories de consommateurs | (VII) = (I)/(V) | | | | (VIII) = (II)/(VI) | | (IX) = (III)/(VI) | | (X) = (IV)/(VI) | | (XI) = (VIII)/(VII) | | (XII) = (IX)/(VII) | | Hausse tarifaires appliquées 2014 et 2015; proposée 2016 ⁽⁵⁾ |
|-----------------------------|-----------------------|-----------------|--------------|-------------------------------|---|-------------------|------------------------------------|----------------------|-------------------|------------------------------------|----------------------|-------------------|------------------------------------|----------------------|--|
| | Coût de service ¢/kWh | | | | Variation 2016 / 2013 coût de service par kWh | | | | | | | | | | |
| | 2013 | US GAAP 2016 | IFRS 2016 | sans modif pass-on 2016 | US GAAP 2013-2016 | IFRS 2013-2016 | sans modif pass-on 2013-2016 | US GAAP 2013-2016 | IFRS 2013-2016 | sans modif pass-on 2013-2016 | US GAAP 2013-2016 | IFRS 2013-2016 | sans modif pass-on 2013-2016 | US GAAP 2013-2016 | |
| Domestiques | 0,0883 \$ | 0,0919 \$ | 0,0955 \$ | 0,0931 \$ | 4,1% | 8,2% | 5,5% | 4,1% | 8,2% | 5,5% | 9,36% | 9,36% | 9,36% | | |
| Généraux | 0,0603 \$ | 0,0676 \$ | 0,0697 \$ | 0,0669 \$ | 12,2% | 15,7% | 11,0% | 12,2% | 15,7% | 11,0% | 9,36% | 9,36% | 9,36% | | |
| Tarif G | 0,0796 \$ | 0,0868 \$ | 0,0898 \$ | 0,0874 \$ | 9,0% | 12,8% | 9,8% | 9,0% | 12,8% | 9,8% | 9,89% | 9,89% | 9,89% | | |
| Tarif M | 0,0565 \$ | 0,0647 \$ | 0,0667 \$ | 0,0635 \$ | 14,5% | 18,0% | 12,5% | 14,5% | 18,0% | 12,5% | 8,63% | 8,63% | 8,63% | | |
| Tarif LG | 0,0474 \$ | 0,0560 \$ | 0,0575 \$ | 0,0552 \$ | 18,0% | 21,2% | 16,5% | 18,0% | 21,2% | 16,5% | 11,06% | 11,06% | 11,06% | | |
| Grands industriels | 0,0395 \$ | 0,0459 \$ | 0,0468 \$ | 0,0443 \$ | 16,3% | 18,6% | 12,4% | 16,3% | 18,6% | 12,4% | 7,36% | 7,36% | 7,36% | | |
| | 0,0687 \$ | 0,0745 \$ | 0,0771 \$ | 0,0745 \$ | 8,4% | 12,2% | 8,4% | 8,4% | 12,2% | 8,4% | 8,4% | 8,4% | 8,4% | | |

⁽¹⁾ R-3854, HQD-11, document 4, p. 15

⁽²⁾ Pièce B-0046, p. 15

⁽³⁾ Pièce B-0076, p. 7

⁽⁴⁾ Pièce B-0076, p. 14 - Tableau R-2.1-C : Illustration du Tableau 8B en maintenant les modalités de disposition des comptes de *pass-on* et de nivellement

⁽⁵⁾ Pièce B-0071, p. 6

La Régie a produit le Tableau ci-dessus à partir des pièces en référence. La Régie constate que la croissance plus importante des coûts de service par kWh au tarif grands industriels entre 2013 et 2016 s'observe tant avec les données fournies sur la base des principes comptables US GAAP que selon IFRS, ainsi que sous l'hypothèse du maintien des modalités de disposition des comptes de *pass-on* et de nivellement.

Demande :

31.1 Veuillez commenter l'évolution du coût de service par kWh entre 2013 et 2016 des différentes catégories de consommateurs, telle qu'observée aux références (i) à (iv). Veuillez préciser l'impact de tout élément exceptionnel ou non récurrent qui expliquerait les différences des taux de croissance des coûts de service par kWh entre les catégories de consommateurs.

- 32. Références :**
- (i) Pièce B-0076, p. 16;
 - (ii) Pièce B-0076, p. 18;
 - (iii) Dossier R-3854-2013, pièce B-0049, p. 11 et 12;
 - (iv) Pièce B-0051, p. 5 et 6.

Préambule :

(i) « En effet, depuis le dossier R-3644-2007, et bien que la décision D-2007-12 concernant l'interfinancement lui permet de proposer des ajustements selon la variation des coûts à chaque catégorie de consommateurs, le Distributeur a pris position pour une approche qu'il juge raisonnable, à savoir « proposer une hausse uniforme tout en laissant à la Régie, après avoir entendu les intervenants, arbitrer cette question en fonction de l'ensemble des éléments au dossier. »

« Dans le contexte actuel, la mise en application d'ajustements différenciés selon la variation des coûts conduirait à des impacts « brusques et déséquilibrés », à l'encontre de l'interprétation de la Régie du décret 1164-2007 (décision D-2007-24, p. 120).

Enfin, ces ajustements différenciés iraient à l'encontre de la stratégie à l'égard du rééquilibrage des tarifs généraux amorcée depuis 2014, ce qui n'est pas négligeable. »

(ii) « En revanche, d'année en année, nonobstant la croissance des revenus requis propre à chaque catégorie de consommateurs, les clients d'une catégorie donnée seraient protégés contre une hausse tarifaire beaucoup plus importante pour eux que pour le reste de la clientèle, ce qui assurerait une stabilité dans l'évolution des tarifs entre les catégories de consommateurs.

TABLEAU 3
IMPACT SUR L'INTERFINANCEMENT D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DIFFÉRENCIÉE
(CRITÈRES D'ÉCART MAXIMAL)

| | Interfinancement avant hausse (%) | Scénario à 20% | | Scénario à 30% | | Scénario à 40% | |
|---------------------------------|---|----------------------------|---|----------------------------|---|----------------------------|---|
| | | Hausse tarifaire (%) | Interfinancement après hausse (%) | Hausse tarifaire (%) | Interfinancement après hausse (%) | Hausse tarifaire (%) | Interfinancement après hausse (%) |
| Domestique | 81,9 | 2,6 | 82,3 | 2,9 | 82,4 | 3,1 | 82,6 |
| Petite puissance | 123,7 | 2,3 | 123,8 | 2,3 | 123,9 | 2,4 | 124,0 |
| Moyenne puissance | 131,0 | 1,6 | 130,2 | 1,3 | 129,8 | 1,0 | 129,4 |
| Grande puissance | 115,3 | 1,7 | 114,7 | 1,5 | 114,5 | 1,3 | 114,2 |
| <i>Total - Tarifs réguliers</i> | 100,0 | 2,2 | 100,0 | 2,2 | 100,0 | 2,2 | 100,0 |

Demande :

3.1 Dans l'hypothèse où la Régie devait décider de ne pas retenir la proposition d'ajustement tarifaire uniforme mais plutôt d'opter, au présent dossier, pour des ajustements différenciés reflétant la variation des coûts, veuillez présenter une proposition de scénarios d'ajustement différenciés, tels que ceux présentés à la référence (i).

Réponse :

Le Distributeur comprend de la demande de la Régie que dans le cas d'un scénario à 20 % par exemple, 80 % de la hausse demandée pour une catégorie de consommateurs doit être considérée d'une part, et 20 % de la hausse serait établie selon la variation des coûts d'autre part. Le tableau R-3.1 présente les scénarios demandés par la Régie. »

TABLEAU R-3.1 :
SCÉNARIOS D'AJUSTEMENT SELON LA VARIATION DES COÛTS

| Catégories de consommateurs | Interfinancement avant hausse | Scénario à 20% | | | Scénario à 30% | | | Scénario à 40% | | |
|-----------------------------|-------------------------------|----------------------|----------------------|------------------|----------------------|----------------------|------------------|----------------------|----------------------|------------------|
| | | Ajustement tarifaire | Revenus après hausse | Interfinancement | Ajustement tarifaire | Revenus après hausse | Interfinancement | Ajustement tarifaire | Revenus après hausse | Interfinancement |
| Domestiques | 86,4 | 1,5% | 5 359,4 | 86,2 | 1,3% | 5 349,5 | 86,0 | 1,1% | 5 339,7 | 85,9 |
| Généraux | 121,5 | 2,0% | 4 232,4 | 121,8 | 2,1% | 4 235,1 | 121,8 | 2,1% | 4 237,9 | 121,9 |
| Tarif G | 118,4 | 1,4% | 1 058,5 | 118,0 | 1,2% | 1 058,1 | 117,7 | 1,0% | 1 053,8 | 117,5 |
| Tarif M | 127,0 | 2,2% | 2 649,1 | 127,6 | 2,4% | 2 653,8 | 127,8 | 2,6% | 2 658,5 | 128,0 |
| Tarif LG4 | 104,1 | 2,1% | 524,4 | 104,4 | 2,2% | 524,8 | 104,5 | 2,2% | 525,3 | 104,6 |
| Grands industriels | 107,2 | 2,2% | 1 414,6 | 107,7 | 2,7% | 1 421,7 | 108,2 | 3,3% | 1 428,8 | 108,8 |
| Total | 100,0 | - | 11 006,4 | 100,0 | - | 11 006,4 | 100,0 | - | 11 006,4 | 100,0 |

(iii) « C'est dans cette optique que le Distributeur souhaite, tout en tenant compte des coûts, amorcer un rééquilibrage des tarifs généraux en appliquant une hausse moindre au tarif M et en récupérant l'écart de revenus auprès des autres tarifs généraux, soit les tarifs G et LG, sur la base des avantages constatés par rapport aux prix observés en Amérique du Nord (figure 2). Pour les fins de l'année tarifaire 2014-2015, le rééquilibrage se limitera à une hausse additionnelle maximale de 1 % aux autres tarifs généraux. Pour les années suivantes, les ajustements permettant le rééquilibrage seront évalués au fur et à mesure de l'évolution du contexte économique, énergétique et tarifaire. Les hausses tarifaires proposées ainsi que les indices d'interfinancement sont présentés au tableau 1. »

TABLEAU 1
AJUSTEMENTS DIFFÉRENCIÉS ET INDICES D'INTERFINANCEMENT¹²

| Catégories de consommateurs | Reflète du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux | | Reflète de la variation des coûts | |
|-----------------------------|--|------------------|-----------------------------------|------------------|
| | Ajustement tarifaire | Interfinancement | Ajustement tarifaire | Interfinancement |
| Domestiques | 3,4% | 83,7 | 2,9% | 83,3 |
| Généraux | | | | |
| G | 4,0% | 116,6 | 4,7% | 117,5 |
| M | 3,0% | 132,0 | 3,3% | 132,4 |
| LG | 4,4% | 107,8 | 5,6% | 109,1 |
| Sous-total - Généraux | 3,4% | 124,4 | 3,9% | 125,0 |
| Total | 3,4% | 97,8 | 3,4% | 97,8 |
| Grands industriels | 2,6% | 116,4 | 2,8% | 116,6 |

La Régie constate que le rééquilibrage des tarifs généraux, initié au dossier R-3854-2013, constitue une démarcation par rapport aux hausses tarifaires uniformes appliquées généralement.

(iv) « *le Distributeur propose de reconduire la stratégie de rééquilibrage appliquée au 1^{er} avril 2015, qui se limite uniquement aux revenus additionnels associés à l'introduction graduelle du mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale au tarif LG. Cet impact étant plus faible pour l'année 2016 qu'en 2015, la hausse du tarif M n'est que très légèrement réduite.* » [nous soulignons]

Demandes :

- 32.1 Veuillez confirmer si, selon le Distributeur, une hausse tarifaire différenciée modulée selon la méthode présentée à la référence (ii) permettrait d'éviter les impacts brusques et déséquilibrés mentionnés à la référence (i). Sinon, veuillez commenter.
- 32.2 Veuillez confirmer si la citation du premier paragraphe de la référence (ii), extrait de la preuve du Distributeur au dossier R-3677-2008, pourrait toujours s'appliquer aux scénarios d'ajustement selon la variation des coûts présentés au Tableau R-3.1 de la référence (ii). Sinon, veuillez expliquer.
- 32.3 Veuillez expliquer en quoi le rééquilibrage des tarifs généraux, qui constitue une démarcation par rapport aux hausses tarifaires uniformes, tel qu'observé à la référence (iii), ne pourrait pas se poursuivre en tant que démarcation à une éventuelle hausse tarifaire différenciée modulée selon les scénarios de la référence (ii), considérant que l'ajustement prévu au dossier n'est que très léger, tel que souligné à la référence (iv).
- 32.4 Veuillez présenter le Tableau R-3.1 de la référence (ii) en intégrant le rééquilibrage des tarifs généraux de façon à limiter à 1,9 % la hausse du tarif M. Veuillez commenter.

- 33. Références :**
- (i) Pièce B-0076, p. 22 et 23;
 - (ii) Pièce B-0071, p. 25;
 - (iii) Pièce B-0071, p. 26;
 - (iv) Pièce B-0046, p. 15;
 - (v) Dossier R-3644-2007, HQD-12, document 2, p. 5;
 - (vi) Pièce B-0071, p. 29;
 - (vii) Pièce B-0076, p. 24.

Préambule :

(i) « *Le Tableau A-9 présente une description de la clientèle aux tarifs domestiques et fournit entre autres les données des colonnes (I) à (III) du Tableau suivant :*

| Description clientèle - Tarifs domestiques <small>(extrait du Tableau A-9, pièce B-0051, p. 38)</small> | (i) | (ii) | (iii) | (iv) = (iii) / (i) | (v) = (iii) / (i) | (vi) = (iii) / (ii) |
|--|-------------|-----------------------------|---------------|----------------------------|-------------------|------------------------------|
| | Abonnements | Consommation annuelle (GWh) | Revenus (M\$) | Consommation moyenne (kWh) | Revenus moyens | Revenus / consommation (kWh) |
| Total Tarif D - sans puissance facturée | 3 486 468 | 61 625 | 4 928 | 17 675 | 1 413 \$ | 0,0800 \$ |
| Total Tarif D - avec puissance facturée | 5 072 | 1 066 | 97 | 210 174 | 19 125 \$ | 0,0910 \$ |
| Total Tarif DM - sans puissance facturée | 18 204 | 1 454 | 112 | 79 873 | 6 152 \$ | 0,0770 \$ |
| Total Tarif DM - avec puissance facturée | 1 691 | 898 | 70 | 531 047 | 41 396 \$ | 0,0780 \$ |

La Régie constate à la colonne (VI) que, lorsqu'on considère la facture totale par kWh consommé, les clients au tarif D avec puissance facturée paient 13,7 % de plus que les clients sans puissance facturée. Elle constate également que les clients au tarif DM avec puissance facturée ne paient pas davantage que les clients au tarif D sans puissance facturée, avant prise en compte des crédits d'alimentation. »

« 5.1 Veuillez commenter les observations énoncées à la référence (ii) en ce qui a trait à l'écart de la facture totale par kWh consommé pour les clients au tarif D avec puissance facturée par rapport à ceux sans puissance facturée. Veuillez préciser si le Distributeur juge cet écart trop grand et que cela justifie la création d'un tarif D2. Veuillez expliquer.

Réponse :

La seule comparaison des revenus unitaires moyens de sous-groupes de clients ne permet pas de justifier une modification à une structure tarifaire, par exemple la création d'un tarif D2, puisqu'elle ne tient pas compte également des coûts que ces clients assument. Le Distributeur est d'avis qu'il faut analyser la structure d'un tarif à la lumière de critères généralement reconnus par l'industrie tels que l'équité, l'efficacité, la simplicité et la stabilité, afin d'avoir un portrait complet et un regard objectif sur la tarification (voir la page 32 du document de présentation du 30 avril 2015). » [nous soulignons]

(ii) « Les coûts de service par tranches de consommation ont été établis en appliquant la méthode de répartition approuvée par la Régie à chacune de ces tranches, et ce, en fonction notamment des caractéristiques de consommation propres des clients de ces tranches. Il s'agit de l'extension de l'application de la méthode de répartition du coût de service à chacune des tranches. »

La Régie comprend que ces coûts reflètent le coût de l'ensemble des installations de production, de transport et de distribution, des plus vieilles aux plus récentes, à travers les coûts de fourniture, transport, distribution et des services à la clientèle. Ils s'apparentent donc au coût moyen, par opposition au coût marginal, soit celui de fournir un kWh additionnel.

(iii)

TABLEAU R-7.3 :
DONNÉES PAR TRANCHES DE CONSOMMATION

| Tranches de consommation (kWh-an) | Consommation unitaire moyenne (kWh) | Coûts | Revenus | |
|-----------------------------------|-------------------------------------|-------|----------------------------|-----------------|
| | | | Stratégie actuelle (¢/kWh) | Hausse uniforme |
| 5000 et moins | 2 488 | 22,51 | 13,17 | 15,17 |
| 5 000 - 10 000 | 7 719 | 11,81 | 8,81 | 9,69 |
| 10 000 - 15 000 | 12 459 | 10,35 | 8,22 | 8,64 |
| 15 000 - 20 000 | 17 578 | 9,75 | 8,16 | 8,26 |
| 20 000 - 25 000 | 22 592 | 9,49 | 8,21 | 8,12 |
| 25 000 - 30 000 | 27 455 | 9,19 | 8,30 | 8,08 |
| 30 000 - 60 000 | 37 013 | 8,70 | 8,39 | 8,00 |
| 60 000 - 100 000 | 72 102 | 7,77 | 8,41 | 7,79 |
| 100 000 et plus | 168 041 | 6,78 | 8,50 | 7,56 |

La Régie remarque que les revenus par kWh augmentent de façon très graduelle avec la croissance de la consommation à partir d'un seuil de 15 000 kWh. Par contre, les coûts par kWh reculent rapidement, de près d'un cent à chacune des tranches de consommation supérieures.

La Régie constate que si 72 102 kWh coûte en moyenne 7,77 ¢/kWh, et 168 041 kWh coûte en moyenne 6,78 ¢/kWh, cela implique que la dernière tranche de 95 939 kWh (soit la différence entre 168 041 et 72 102) coûte en moyenne 6,04 ¢/kWh.

(iv) La Régie constate que ce coût de 6,04 ¢/kWh est inférieur au coût de service moyen au tarif M en 2015, qui était de 6,11 ¢/kWh (*coût de service / ventes*), des clients qui pourtant consomment en moyenne 1 098 811 kWh-an.

(v) « *Un principe fondamental en tarification de l'électricité est de faire payer au consommateur ce qu'il en coûte pour offrir le service d'un kWh additionnel.* »

La Régie observe que si l'on devait suivre la logique voulant que plus la consommation augmente plus les coûts par kWh diminuent, tel qu'observé au Tableau de la référence (iii), cela pourrait nous ramener à des tarifs régressifs, ce qui est contraire à ce qui a été fait en tarification depuis 1978.

(vi) « *Ainsi, la création du tarif D2 n'aurait aucun impact sur l'indice d'interfinancement, mais elle permettrait néanmoins d'abaisser la contribution pour couvrir les coûts de ces clients.* »
 [nous soulignons]

(vii)

TABEAU R-5.3 :
NOMBRE DE CLIENTS, CONSOMMATION MOYENNE
ET REVENU MOYEN PAR TRANCHES DE CONSOMMATION
POUR LA CATÉGORIE « GRANDS CONSOMMATEURS »

| Tranche de consommation | Nombre de clients | kWh moyen | Revenu moyen (¢/kWh) |
|------------------------------|-------------------|-----------|----------------------|
| Clients agricoles | | | |
| kWh < 50 000 | 271 | 27 894 | 9,51 |
| 50 000 <= kWh < 100 000 | 231 | 70 992 | 9,22 |
| 100 000 <= kWh < 200 000 | 620 | 154 429 | 8,81 |
| 200 000 <= kWh < 400 000 | 572 | 270 578 | 8,95 |
| 400 000 <= kWh < 600 000 | 100 | 480 825 | 9,32 |
| 600 000 <= kWh < 800 000 | 21 | 690 070 | 9,51 |
| 800 000 <= kWh < 1 000 000 | 9 | 924 492 | 9,57 |
| 1 000 000 et plus | 7 | 2 132 925 | 9,81 |
| Clients résidentiels | | | |
| kWh < 50 000 | 215 | 23 014 | 9,26 |
| 50 000 <= kWh < 100 000 | 560 | 75 488 | 8,73 |
| 100 000 <= kWh < 200 000 | 1 225 | 145 684 | 8,84 |
| 200 000 <= kWh < 400 000 | 838 | 273 677 | 9,07 |
| 400 000 <= kWh < 600 000 | 221 | 486 729 | 9,41 |
| 600 000 <= kWh < 800 000 | 116 | 696 534 | 9,58 |
| 800 000 <= kWh < 1 000 000 | 53 | 909 586 | 9,65 |
| 1 000 000 <= kWh < 1 200 000 | 25 | 1 066 074 | 9,52 |
| 1 200 000 et plus | 42 | 1 788 664 | 9,66 |

Demandes :

- 33.1 Veuillez confirmer si les « *coûts que ces clients assument* », souligné au préambule (i), font référence aux coûts de service par tranche de consommation des préambules (ii) et (iii). Sinon, veuillez préciser.
- 33.2 Veuillez confirmer si le Distributeur est d'accord avec l'énoncé de la Régie au préambule (ii). Sinon, veuillez expliquer en quoi les coûts de service par tranche de consommation diffèrent de la notion de coût moyen et veuillez quantifier l'ampleur de ces différences.
- 33.3 Veuillez commenter les observations de la Régie aux préambules (iii) et (iv) et veuillez expliquer comment le coût des kWh de la dernière tranche de 95 939 kWh au tarif D peut être inférieur au coût moyen du tarif M.
- 33.4 Veuillez expliquer l'application du principe fondamental énoncé au préambule (v) et concilier ce dernier avec l'observation du même préambule.
- 33.5 Veuillez préciser si la création du tarif D2 a pour objectif de réduire la contribution des plus grands consommateurs aux tarifs domestiques. Veuillez commenter.
- 33.6 Veuillez présenter, sous la forme du Tableau R-5.3 de la référence (ii), le nombre de clients au tarif DM par tranche de consommation, leur consommation moyenne (kWh) ainsi que le revenu total moyen par kWh consommé.

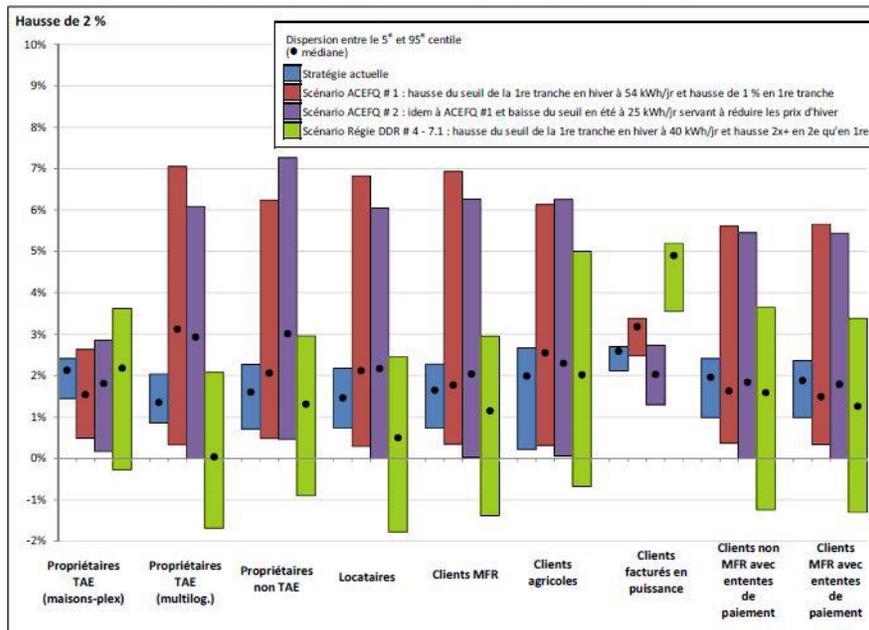
34. Référence : Pièce B-0076, p. 29 à 31.

Préambule :

TABLEAU R-7.1 :
SCÉNARIOS DE STRUCTURE SAISONNIÈRE À DEUX TRANCHES D'ÉNERGIE

| Composantes | Prix 1 ^{er} avril 2015 | Hausse de 2 % - Structure saisonnière à 2 tranches d'énergie | | | | | | | | |
|---|---------------------------------------|--|--------|--------------------|--------|--------------------|--------|------------------------------|--------|--|
| | | Stratégie actuelle | | Scénario ACEFQ # 1 | | Scénario ACEFQ # 2 | | Scénario Régie DDR # 4 - 7.1 | | |
| | | seuil | | seuil | | seuil | | seuil | | |
| Redevance (¢/jour) | 40,64¢ | | 40,64¢ | | 40,64¢ | | 40,64¢ | | 40,64¢ | |
| <i>hausse</i> | | | 0,0% | | 0,0% | | 0,0% | | 0,0% | |
| ÉTÉ | | | | | | | | | | |
| Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh) | 5,68¢ | 0-30 | 5,76¢ | 0-30 | 5,74¢ | 0-25 | 5,74¢ | 0-30 | 5,84¢ | |
| <i>hausse</i> | | | 1,4% | | 1,1% | | 1,1% | | 2,8% | |
| Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh) | 8,60¢ | > 30 | 8,84¢ | > 30 | 8,91¢ | > 25 | 8,89¢ | > 30 | 9,08¢ | |
| <i>hausse</i> | | | 2,8% | | 3,6% | | 3,4% | | 5,6% | |
| HIVER | | | | | | | | | | |
| Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh) | 5,68¢ | 0-30 | 5,76¢ | 0-54 | 6,84¢ | 0-54 | 6,64¢ | 0-40 | 5,84¢ | |
| <i>hausse</i> | | | 1,4% | | 20,4% | | 16,9% | | 2,8% | |
| Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh) | 8,60¢ | > 30 | 8,84¢ | >54 | 8,91¢ | >54 | 8,63¢ | > 40 | 9,08¢ | |
| <i>hausse</i> | | | 2,8% | | 3,6% | | 0,3% | | 5,6% | |
| Prime de puissance - Hiver (\$/kW) | 6,21\$ | | 6,21\$ | | 6,21\$ | | 6,21\$ | | 6,21\$ | |
| <i>hausse</i> | | | 0,0% | | 0,0% | | 0,0% | | 0,0% | |
| Prime de puissance - Été (\$/kW) | 3,15\$ | | 3,15\$ | | 3,15\$ | | 3,15\$ | | 3,15\$ | |
| <i>hausse</i> | | | 0,0% | | 0,0% | | 0,0% | | 0,0% | |

FIGURE R-7.1-B :
IMPACTS DES SCÉNARIOS DE STRUCTURE SAISONNIÈRE
À DEUX TRANCHES D'ÉNERGIE SELON LE GROUPE DE CLIENTS



« La figure R-7.1-A permet de constater que ce scénario de structure saisonnière génère un impact plus élevé pour les clients qui consomment moins de 30 kWh par jour en raison de la hausse plus importante du prix de la 1^{re} tranche pour compenser la hausse du seuil en hiver, au bénéfice des clients qui consomment jusqu'à 40 kWh par jour en hiver. Par ailleurs, la figure R-7.1-B permet de constater que ce scénario génère une dispersion plus importante des impacts que la stratégie actuelle, notamment pour les clients MFR. » [nous soulignons]

Demandes :

- 34.1 Veuillez confirmer qu'en comparant le scénario de structure saisonnière à la stratégie actuelle, comme il est fait au préambule, on compare un scénario où le seuil de la 1^{re} tranche est haussé pendant 4 mois à un « scénario » où il n'y a pas d'augmentation du seuil de la 1^{re} tranche, soit la stratégie actuelle. Dans l'affirmative, veuillez confirmer qu'on ne peut affirmer que la plus grande dispersion des impacts, observée à la Figure R-7.1-B, est dû au caractère saisonnier de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche. Sinon, veuillez expliquer.
- 34.2 Veuillez calculer et présenter les impacts, par tranche de consommation et par segment de clientèle, d'une hausse de la 1^{re} tranche limitée à 40 kWh/j pour les 12 mois de l'année, compensée par une hausse du prix de la 2^e tranche d'énergie 2 fois plus importante que pour la 1^{re} tranche. Veuillez présenter la mise à jour du Tableau R-7.1 et des Figures R-7.1-A et R-7.1-B illustrant la stratégie actuelle, le scénario de hausse saisonnière Régie DDR#4-7.1 ainsi que le scénario de hausse à 40 kWh/jour pour les 12 mois de l'année. Veuillez commenter.

35. Référence : Pièce B-0076, p. 28 et 29.

Préambule :

Le Distributeur évalue l'impact de différents scénarios de hausse du seuil entre la 1^{ère} et la 2^{ième} tranche du tarif D de 30 à 40 kWh, selon différents scénarios de différence tarifaire entre les deux paliers, saisonniers ou non.

Demandes :

- 35.1 Veuillez confirmer que la hausse du seuil de la 1^{ère} tranche de 30 à 40 kWh, si elle était retenue, ne serait pas destinée à couvrir uniquement des usages de base de l'électricité mais une partie des charges de chauffage dans le cadre d'une réforme de la tarification visant à atteindre un signal de prix du chauffage électrique plus proche des coûts évités de puissance et d'énergie en réseau intégré.

35.2 Selon votre réponse à la question précédente, veuillez indiquer si, de l'opinion du Distributeur, il est possible de maintenir, dans les réseaux autonomes au Nord du 53^e parallèle, le seuil de la 1^{ère} tranche du tarif D à 30 kWh tout en respectant l'esprit d'uniformité territoriale des tarifs d'électricité pour les usages de base.