

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



**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À  
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (LE DISTRIBUTEUR)  
RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020**

**RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE**

1. **Références :**
- (i) Dossier R-9001-2017, pièce [A-0007](#);
  - (ii) Dossier R-9001-2017, pièce [B-0085](#), p. 5, tableau R-1.1.2;
  - (iii) Dossier R-4012-2017, pièce [B-0076](#), p. 74;
  - (iv) Pièce [B-0024](#), p. 14;
  - (v) Dossier R-9001-2017, pièce [B-0008](#), p. 6, tableau 1;
  - (vi) Dossier R-9001-2017, pièce [B-0008](#), p. 7 à 9, tableau 2.

**Préambule :**

(i) Dans le cadre de l'examen du rapport annuel 2017 du Distributeur, la Régie indique que :

*« En regard du traitement de l'écart de rendement, la Régie constate que, sur la base de l'écart de taux de rendement des capitaux propres, les activités du Distributeur se sont soldées par un écart de rendement 36,4 M\$, qui doit faire l'objet d'un partage avec la clientèle dans le cadre du dossier tarifaire selon les modalités du mécanisme de partage des écarts de rendement déterminé dans la décision D-2014-034.*

*De plus, en réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur indique que les revenus réels 2017 des fournisseurs internes sont supérieurs d'un montant de 25,6 M\$ aux montants qui auraient été facturés au Distributeur sur la base des coûts complets 2017. La Régie se questionne sur l'opportunité de considérer ce montant également au titre de l'écart de rendement à partager du Transporteur. Cet enjeu pourra faire l'objet d'un examen dans le cadre du dossier tarifaire en cours (R-4057-2018) ».*

(ii) Le Distributeur présente, au tableau R-1.1.2, les montants qui auraient été facturés aux charges et aux investissements sur la base du coût complet réel 2017 au prorata du revenu facturé par chacun des fournisseurs.

**TABLEAU R-1.1.2 :  
MONTANTS QUI AURAIENT ÉTÉ FACTURÉS AU DISTRIBUTEUR  
SUR LA BASE DU COÛT COMPLET RÉEL 2017 DES FOURNISSEURS (M\$)**

	VPTIC	CSP	Corpo	IREQ	Total
Revenus réels 2017	215,2	152,4	146,9	20,3	534,8
Efficiencia additionnelle et écart prévisionnel 2017	-45,8	-31,6	-39,7	29,6	-87,5
Ratio Distributeur / Hydro-Québec	33,6%	32,1%	29,0%	38,7%	
ms: Efficiencia additionnelle et écart prévisionnel 2017 attribuables au Distributeur	-15,4	-10,1	-11,5	11,4	-25,6
Coûts complets réels 2017	199,8	142,3	135,4	31,7	509,2

(iii) « Selon les règles de facturation interne en vigueur, les tarifs et revenus figurant aux grilles tarifaires des fournisseurs internes correspondent à leur coût complet prévu pour l'année à venir ».

La Régie comprend que le même processus de facturation des services partagés est applicable au Transporteur et au Distributeur.

(iv) Le Distributeur présente l'évolution du compte d'écart – Rendement à remettre à la clientèle. L'écart de l'année 2017 est établi à 18,2 M\$.

(v) Le Distributeur présente, au tableau 1, la comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis 2017. La rubrique « Revenus autres que ventes d'électricité » inclut la composante « Facturation interne émise ».

(vi) Le Distributeur présente, au tableau 2, les composantes détaillées de ses revenus requis 2017. Les rubriques « Charges de services partagés » et « Frais corporatifs » impliquent de la facturation interne.

**Demandes :**

1.1 Veuillez justifier l'utilisation de coûts complets projetés pour les services partagés à l'année historique 2017 (références (i) et (ii)).

**Réponse :**

1 **Comme mentionné dans son Rapport annuel 2017<sup>1</sup>, le Distributeur**  
2 **comptabilise les charges de services partagés liées à ses fournisseurs**  
3 **internes selon la méthode du coût complet conformément aux encadrements**  
4 **de l'entreprise, comme suit :**

- 5 • **Le coût complet des produits forfaitaires et à la consommation est**  
6 **réparti aux clients selon des bases de facturation représentatives de**  
7 **l'utilisation des services ayant été présentées et reconnues par la**  
8 **Régie dans les dossiers tarifaires précédents.**
- 9 • **Pour les produits forfaitaires, les montants facturés à toutes les unités**  
10 **d'Hydro-Québec sont ceux convenus lors de l'établissement des**  
11 **grilles tarifaires des fournisseurs internes.**
- 12 • **Pour les produits à la consommation, la facturation s'effectue en**  
13 **fonction du volume réellement consommé puisque les écarts de**  
14 **volume relèvent de la responsabilité des clients.**

15 **Ainsi, les écarts entre les revenus requis autorisés (établis selon la méthode**  
16 **du coût de service conformément aux encadrements de l'entreprise ou selon**  
17 **la formule d'indexation du MRI) et les coûts réels du Distributeur (établis**

---

<sup>1</sup> *Rapport annuel 2017 du Distributeur*, HQD-12, document 1.1 (B-0085), réponse à la question 1.5.

1 conformément aux encadrements de l'entreprise) sont ainsi pris en compte  
2 dans l'écart de rendement à partager du Distributeur.

3 À toutes fins pratiques, dans le cadre du processus de fixation des tarifs, les  
4 fournisseurs internes ont fait l'objet d'un traitement réglementaire similaire à  
5 celui d'un fournisseur externe.

6 Par ailleurs, lorsque des écarts entre le coût complet prévu et réel des  
7 fournisseurs internes sont constatés, l'efficacité ainsi réalisée est intégrée  
8 dans l'établissement des grilles tarifaires des années subséquentes servant à  
9 établir les charges de services partagés du Distributeur. Par conséquent, dans  
10 le cadre du MRI, cette efficacité attribuable aux fournisseurs internes sera  
11 également considérée dans le calcul de l'écart de rendement annuel à  
12 partager du Distributeur.

1.2 Veuillez indiquer si les montants pour l'année historique 2017 sont établis sur la base  
du coût complet réel pour les composantes suivantes (références (v) et (vi)) :

- 1.2.1 Facturation interne émise;
- 1.2.2 Développement des affaires;
- 1.2.3 HQT;
- 1.2.4 HQP;
- 1.2.5 HQÉ;
- 1.2.6 Rendement des fournisseurs internes;
- 1.2.7 Frais corporatifs.

**Réponse :**

13 **Facturation interne émise**

14 Pour toute année historique, les revenus de facturation interne émise sont  
15 établis comme suit :

- 16 • Les revenus découlant de la facturation de l'électricité aux entités  
17 affiliées sont établis conformément aux tarifs d'électricité autorisés  
18 par la Régie.
- 19 • Les autres rubriques de revenus sont établies sur la base du coût  
20 complet prévu, conformément aux encadrements de l'entreprise,  
21 comme expliqué en réponse à la question 1.1.

22 **Charges de services partagés facturées par les fournisseurs internes**

23 Le Distributeur souligne que l'ensemble des services facturés par les  
24 fournisseurs internes (dont Développement des affaires, HQT, HQP, HQÉ) le  
25 sont conformément aux encadrements de l'entreprise, comme expliqué en  
26 réponse à la question 1.1.

1            **Rendement des fournisseurs**

2            Pour toute année historique, le rendement sur les actifs des fournisseurs  
3            internes, en lien avec les charges de services partagés, est établi selon les  
4            coûts réels.

5            **Frais corporatifs**

6            Pour toute année historique, les frais corporatifs sont établis sur la base du  
7            coût réel.

8            Les frais corporatifs correspondent principalement aux coûts engagés par les  
9            unités corporatives dans le cadre d'activités dont l'objectif n'est pas de  
10            desservir une ou des unités en particulier, mais les intérêts d'Hydro-Québec  
11            dans son ensemble.

12            Ils se distinguent de la facturation interne qui est convenue lors de  
13            l'établissement des grilles tarifaires pour des services spécifiques fournis à  
14            des unités en particulier.

1.3        Veuillez commenter l'opportunité, d'une part, d'établir les dépenses de l'année  
              historique 2017 sur la base du coût complet réel (référence (i)) et, d'autre part, de  
              partager l'écart de rendement attribuable aux fournisseurs internes avec la clientèle  
              du Distributeur (référence (ii)).

**Réponse :**

15            **Voir les réponses aux questions 1.1 et 2.1.**

2.        **Références :**    (i)        Dossier R-9001-2017, pièce [B-0007](#), p. 3, tableau 1;  
                              (ii)        Pièce [B-0024](#), p. 14.

**Préambule :**

(i)        Le Distributeur présente, au tableau 1, le calcul de l'écart de rendement 2017 à  
              partager.

TABLEAU 1 :  
ÉCART DE RENDEMENT 2017 À PARTAGER

Taux de rendement des capitaux propres	
Réel <sup>1</sup>	9,170%
Autorisé <sup>2</sup>	8,200%
<b>Écart de taux de rendement</b>	<b>0,970%</b> (A)
<i>À partager 50/50 car &lt; 100 points de base</i>	
Base de tarification réelle <sup>3</sup>	10 733,613
X Portion capitaux propres de la structure du capital	35%
<b>Capitaux propres présumés relatifs aux activités réglementées<sup>3</sup></b>	<b>3 756,765</b> (B)
<b>Écart à partager (A) X (B)</b>	<b>36,4</b> (C)
Rendement à partager - portion à remettre à la clientèle ((C) X 50%)	18,2
Bénéfice net réglementé - avant partage	344,5
Partage de l'écart de rendement avec la clientèle	-18,2
<b>Bénéfice net réglementé - après partage</b>	<b>326,3</b>

<sup>1</sup> Pièce HQD-8, document 2, tableau 2

<sup>2</sup> Pièce HQD-8, document 2

<sup>3</sup> Pièce HQD-8, document 2, tableau 1

(ii) Le Distributeur présente au tableau 8, le rendement à remettre à la clientèle.

TABLEAU 8 :  
ÉVOLUTION DU COMPTE D'ÉCARTS – RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE (M\$)

	2017	Impact revenus requis
Opérations en 2017		
Écart de l'année	(18,2)	
<b>Solde au 31 décembre 2017<sup>1</sup></b>	<b>(18,2)</b>	
Opérations en 2018		
Écart de l'année		
Intérêts	(0,4)	
<b>Solde au 31 décembre 2018</b>	<b>(18,6)</b>	
Opérations en 2019		
Intérêts		
Solde 2017 versé aux revenus requis	18,6	(18,6)
<b>Solde au 31 décembre 2019</b>	<b>-</b>	<b>(18,6)</b>

<sup>1</sup> Rapport annuel 2017, HQD-2, document 3 (B-0007), page 4.

**Demande :**

2.1 Advenant le cas où la Régie inclut l'écart de rendement attribuable aux fournisseurs internes de 25,6 M\$ dans l'écart de rendement 2017 à partager, veuillez mettre à jour le tableau 1 relatif au calcul du rendement à remettre à la clientèle et le tableau 8 relatif au compte d'écart-Rendement à remettre à la clientèle.

**Réponse :**

1 Tout d'abord, le Distributeur rappelle que, comme approuvé par la Régie par  
2 sa décision D-2014-034, le MTÉR est calculé en fonction de la base de  
3 tarification du Distributeur seulement comme suit :

- 1           • les écarts de rendement sont ceux résultant de l'écart entre le  
2           rendement autorisé sur la base de tarification du Distributeur,  
3           conformément à l'article 32 (1) et le rendement réel du Distributeur.

4           Le Distributeur est d'avis que si les écarts de rendement des fournisseurs  
5           internes devaient être pris en compte dans le calcul de son MTÉR, leurs bases  
6           de tarification devraient également l'être afin de déterminer le rendement  
7           auquel il a droit avant partage. Il est également d'avis qu'une telle  
8           modification pourrait entraîner la révision de certaines autres caractéristiques  
9           du MTÉR déterminé à l'époque au dossier R-3842-2013, dont les modalités de  
10          partage.

11          Pour ces raisons, le Distributeur considère que l'écart de rendement de  
12          25,6 M\$ attribuable aux fournisseurs internes ne peut pas être pris en compte  
13          dans son écart de rendement 2017 à partager.

14          Par ailleurs, le Distributeur considère que, si les écarts de rendement des  
15          fournisseurs internes devaient être pris en compte dans le calcul de  
16          l'excédent de rendement à partager, il serait nécessaire de revoir le calcul du  
17          25,6 M\$ qui correspond à un estimé<sup>2</sup> établi au prorata des revenus facturés  
18          afin de tenir compte des éléments suivants :

- 19           • Coûts réels des fournisseurs pour chacun des produits.  
20           • Révision des volumes associés aux bases de facturation en fonction  
21           des données réelles, autant la portion attribuable au Distributeur que  
22           celle attribuable aux autres unités de l'entreprise.  
23           • Réflexion quant au traitement de la rubrique Ajustement au titre de  
24           rendement des fournisseurs.

25          Un tel exercice serait complexe et nécessiterait de réviser le processus  
26          d'établissement des grilles tarifaires des fournisseurs internes en fonction  
27          des coûts et des bases de facturations réels. Il nécessiterait également des  
28          modifications aux systèmes financiers ainsi qu'aux encadrements  
29          d'entreprise.

30          Enfin, un tel changement quant au calcul de l'excédent de rendement à  
31          partager ne pourrait être appliqué que de façon prospective.

---

<sup>2</sup> *Rapport annuel 2017 du Distributeur, HQD-12, document 1.1 (B-0085), question 1.1.*



**EFFICIENCE ET PERFORMANCE DU DISTRIBUTEUR****Indicateurs d'efficacité**

3. **Référence :** Pièce : [C-FCEI-0009](#), p. 4.

**Préambule :**

« La FCEI demande donc que le Distributeur maintienne le dépôt du détail des coûts réels au rapport annuel de même que celui des indicateurs d'efficacité basés sur les données historiques. Elle croit également que le Distributeur devrait, à des fins d'appréciation, expliquer les écarts de coûts significatifs entre les années historiques. »

Le Distributeur estime que cet exercice l'amènerait à produire des explications "potentiellement en porte-à-faux par rapport au libre arbitre qu'il est désormais appelé à exercer dans l'utilisation de l'enveloppe qui lui est consentie." La FCEI est en désaccord avec cette évaluation. Tel que mentionné précédemment, le suivi des coûts réels viserait à éclairer la Régie sur la source des écarts de rendement et par conséquent sur la performance du MRI. L'objectif n'est donc pas, et ne devrait pas être, de porter un jugement sur les décisions de gestion arbitraires du Distributeur comme il semble le craindre. » [nous soulignons]

**Demande :**

3.1 Veuillez commenter la proposition énoncée à la référence.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur est en désaccord avec l'affirmation de l'intervenant quant à la**  
2 **pertinence d'un suivi détaillé des coûts pour éclairer la Régie sur la source**  
3 **des écarts de rendement et sur la performance du MRI.**

4 **D'une part, le Distributeur souligne que l'analyse de données réelles-réelles**  
5 **constituant la formule d'indexation contrevient, selon lui, aux notions de**  
6 **vision d'ensemble et de compensation possible des divers éléments entre eux**  
7 **affirmées par la Régie<sup>3</sup>. De plus, l'allègement réglementaire que permet la**  
8 **formule d'indexation dans l'établissement des revenus requis serait**  
9 **complètement annulé si une telle analyse devait être produite.**

10 **D'autre part, les données réelles ne pouvant être comparées aux données**  
11 **prévisionnelles utilisées dans l'établissement des tarifs par la Régie, le**  
12 **Distributeur est d'avis que les explications détaillées d'écart réel-réel ne sont**  
13 **pas pertinentes et ne permettent ni d'apprécier les écarts de rendement, ni la**  
14 **performance du MRI. L'utilisation d'une analyse des données réelles-réelles**  
15 **afin d'expliquer la nature adéquate des sommes dépensées dans l'année**  
16 **permet d'expliquer le contexte d'affaires de cette même année mais ne permet**

<sup>3</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 231.

1 aucunement d'expliquer l'excédent de rendement qui lui, est déterminé en  
2 comparant des résultats réels-autorisés.

3 Ainsi, le Distributeur tient à rappeler que dans le cadre du MRI, les  
4 composantes détaillées autorisées des revenus requis faisant partie de la  
5 formule d'indexation n'existent pas. Le Distributeur se questionne donc sur la  
6 pertinence de fournir ce niveau de détail en mode réel alors que seul le  
7 montant global autorisé issu de la formule est disponible. Le Distributeur est  
8 d'avis qu'une analyse comparative des données réelles détaillées et du  
9 montant global autorisé ne peut donc être concluante quant aux sources des  
10 écarts de rendement et par conséquent quant à la performance du MRI.

11 La performance du MRI pour les éléments de coûts faisant partie de la formule  
12 d'indexation doit maintenant être analysée de façon globale. Le Distributeur  
13 rappelle que la Régie a déjà prévu des mécanismes (dont : liaison  
14 d'indicateurs au MTÉR, clause de sortie, Facteurs Z) pour pallier aux enjeux  
15 pouvant survenir en cours de parcours, et qu'elle n'a d'ailleurs pas opté pour  
16 une révision globale du MRI à mi-parcours (comme cela avait été suggéré par  
17 certains intervenants) étant donné l'application de la formule d'indexation sur  
18 trois ans seulement. Voir également la réponse à la question 16.2.

#### Indicateurs de performance en matière de qualité du service

4. Référence : Pièce : [C-FCEI-0009](#), p. 6.

##### Préambule :

« La FCEI recommande donc à la Régie de mettre en place en plus du Taux de respect des engagements à la 1re date annoncée un indicateur permettant de suivre le délai entre la date où le client demande le service et la première date annoncée. »

##### Demande :

4.1 Veuillez commenter la proposition énoncée à la référence.

##### Réponse :

19 Comme mentionné en réponse à la question 2.5 de la FCEI<sup>4</sup>, le Distributeur  
20 doit exercer une planification et une gestion rigoureuses afin de respecter la  
21 date annoncée au client au moment de la demande. Dans sa gestion, le  
22 Distributeur doit s'assurer que le client respecte également les délais pour la  
23 transmission des informations et documents requis à sa demande.

---

<sup>4</sup> Pièce HQD-14, document 6 (B-0072), page 9.

1 Le Distributeur est d'avis que le délai entre la date où le client demande le  
2 service et la première date annoncée au client n'est pas un indicateur, seul ou  
3 combiné avec l'indicateur *Taux de respect des engagements à la 1<sup>re</sup> date*  
4 *annoncée*, renseignant sur la qualité du service rendu.

5 D'abord, le délai entre la demande du client et la date de fin de travaux est  
6 fonction de la complexité des travaux. Un délai qui semble long n'indique pas  
7 nécessairement une détérioration de service compte tenu des travaux à  
8 réaliser et des besoins exprimés par le client. D'ailleurs, les temps de cycle  
9 peuvent varier d'une année à l'autre selon la complexité des travaux de  
10 chacune des demandes.

11 De plus, puisque le Distributeur est en contact avec les clients, ceux-ci  
12 peuvent exprimer dès le départ si la date prévue ne convient pas à leurs  
13 besoins et le Distributeur peut en tenir compte dans sa planification.  
14 D'ailleurs, une faible minorité de clients spécifie une date de fin de travaux  
15 lors de leur demande. Le cas échéant, le Distributeur en tient compte dans  
16 l'ordonnancement des travaux. Dans la majorité des cas toutefois, la date  
17 annoncée aux clients répond à leurs besoins en termes d'alimentation.

5. Référence : Pièce : [C-UPA-0009](#), p. 11.

#### Préambule :

« L'UPA demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de :

faire le suivi, une fois par an au Comité de liaison HQ-UPA, des indicateurs de performance additionnels plus représentatifs de la clientèle agricole, soit le *Taux de respect des engagements à la 1<sup>re</sup> date* et le *Temps de cycle pour des travaux apparentés à la clientèle agricole*;

partager les résultats du sondage de satisfaction post-transaction, au moins une fois par an, au Comité de liaison HQ-UPA. »

#### Demande :

5.1 Veuillez commenter la proposition énoncée à la référence.

#### Réponse :

18 Lors des rencontres du groupe de travail multipartite, le Distributeur a  
19 présenté aux représentants de l'APCHQ et de l'UPA les résultats segmentés  
20 de l'indicateur *Taux de respect des engagements à la 1<sup>re</sup> date annoncée* et les  
21 temps de cycle, en fonction des types de travaux demandés par leurs  
22 membres respectifs. Le Distributeur a proposé de rencontrer l'APCHQ et  
23 l'UPA une fois par année pour leur faire part des résultats.

1            Concernant la mesure de la satisfaction à l'égard des travaux de  
2            raccordement et de prolongement de réseau, le Distributeur a proposé aux  
3            représentants de l'APCHQ et de l'UPA de les rencontrer deux fois par année  
4            pour présenter les résultats du sondage. La fréquence des rencontres pourrait  
5            toutefois diminuer avec le temps. Les premiers résultats devraient être  
6            disponibles au début de l'année 2019.

## PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

### Compte de nivellement pour aléas climatiques

6. Références : (i) Pièce [B-0010](#), p. 12;  
(ii) Pièce [B-0062](#), p 15 et 16.

#### Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, l'impacts des modalités de dispositions du compte de nivellement sur la période 2019 à 2024.

**TABLEAU 2 :**  
**IMPACTS DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT (M\$)**

	Solde prévu au 31/12/2018 <sup>1</sup>	Solde prévu au 31/12/2019	Versé aux revenus requis						Total
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	
<b>Modalités en vigueur</b>									
Nivellement 2017	(48,3)		(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)		(48,3)
Nivellement 2018	(34,2)	(35,5)	-	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(35,5)
Intérêts			(2,8)	(2,3)	(1,7)	(1,0)	(0,3)	-	(8,0)
			(12,4)	(19,1)	(18,4)	(17,7)	(17,1)	(7,1)	(91,9)
<b>Modalités proposées</b>									
Nivellement 2017	(48,3)		(48,3)						(48,3)
Nivellement 2018	(34,2)		(17,1)	(17,1)					(34,2)
Intérêts			(0,6)	-					(0,6)
			(66,0)	(17,1)	-	-	-	-	(83,1)
<b>Impacts</b>			(53,6)	2,0	18,4	17,7	17,1	7,1	8,8

<sup>1</sup> Voir la pièce HQD-9, document 2, tableau 2.

(ii) « Si la Régie maintenait aux fins réglementaires la période d'amortissement de 5 ans des soldes débiteurs (à recevoir de la clientèle) du compte de nivellement pour aléas climatiques, ce traitement comptable ne pourrait pas être reflété dans les états financiers statutaires d'Hydro-Québec. Cette différence de traitement comptable créerait un écart entre les états financiers statutaires et réglementaires, notamment, au niveau du bénéfice net et de l'actif total et entraînerait, au statutaire, un non appariement des revenus et des charges.

*Toutefois, si la Régie maintenait aux fins réglementaires la période d'amortissement de 5 ans des soldes créditeurs (à remettre à la clientèle), il n'y aurait pas de différence entre le traitement comptable statuaire et réglementaire puisque, comme mentionné à la réponse à la question 4.2, la norme ne limite pas la période de remboursement comme elle le fait pour la période de recouvrement d'un actif réglementaire découlant d'un Alternative Revenue Program. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

6.1 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires pour la période 2019 à 2024 en considérant les différentes modalités présentées au tableau 2, soit :

- les modalités en vigueur;
- les modalités proposées.

Veuillez expliquer les différences entre les hausses tarifaires pour la période 2019 à 2024 prévues selon les deux scénarios. Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit l'inscription de coûts qui ferait hausser significativement les tarifs aux cours des cinq prochaines années.

**Réponse :**

1 **Le tableau R-6.1 présente le détail des écarts entre les hausses tarifaires 2019**  
 2 **à 2024 associées aux modalités actuelles et celles associées aux modalités**  
 3 **proposées par le Distributeur, ainsi que les hausses tarifaires pour ces**  
 4 **mêmes années selon les deux scénarios.**

**TABLEAU R-6.1 :  
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS ACTUELLES PAR RAPPORT AUX  
MODALITÉS PROPOSÉES PAR LE DISTRIBUTEUR (M\$)<sup>1</sup>**

Écarts d'un scénario par rapport à l'autre	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Revenus des ventes (sans hausse de tarif)	-	54,1	15,4	(31,7)	(33,7)	(17,9)
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	-	-	-	-	-	-
Revenus autres que ventes d'électricité	-	-	-	-	-	-
Ajustement - Provision réglementaire année précédente	-	(17,6)	12,8	15,6	0,7	(5,2)
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	-	36,5	28,3	(16,1)	(33,1)	(23,2)
Revenus requis						
Achats	(0,1)	0,5	(0,2)	(0,4)	(0,3)	(0,1)
Coûts de distribution & services à la clientèle	53,6	(2,0)	(18,4)	(17,7)	(17,1)	(7,1)
Revenus requis	53,5	(1,5)	(18,7)	(18,2)	(17,3)	(7,2)
Revenus additionnels requis	(53,5)	38,0	46,9	2,1	(15,7)	(16,0)
Impact sur hausse demandée - 1 <sup>er</sup> avril	0,5%	-0,3%	-0,4%	0,0%	0,1%	0,1%
Revenus générés par la hausse demandée	35,9	(25,3)	(31,3)	(1,3)	10,5	10,7
Provision réglementaire année courante	17,6	(12,8)	(15,6)	(0,7)	5,2	5,3
Hausses tarifaires selon les modalités proposées	0,8%	2,5%	2,2%	1,3%	2,7%	2,3%
Hausses tarifaires selon les modalités en vigueur	1,3%	2,2%	1,8%	1,3%	2,8%	2,4%

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

1           **Outre les modalités de disposition des comptes de nivellement 2017 et 2018,**  
2           **l'écart entre les hausses tarifaires prévues selon les deux scénarios**  
3           **s'explique principalement par les revenus des ventes avant hausse qui sont**  
4           **établis en fonction de la hausse tarifaire de l'année précédente. En effet, les**  
5           **tarifs autorisés d'une année constituent le point de départ pour calculer les**  
6           **revenus requis additionnels de l'année témoin suivante.**

7           **Le Distributeur tient à rappeler que les ordres de grandeur des hausses**  
8           **tarifaires pour les années qui suivent l'année témoin au dossier tarifaire**  
9           **correspondent à sa meilleure évaluation en fonction des informations**  
10           **disponibles au moment de la préparation du dossier tarifaire.**

11           **Plus précisément, dans ses prévisions de hausses tarifaires, le Distributeur**  
12           **prévoit une pression à la hausse des coûts d'approvisionnement, causée**  
13           **principalement par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité**  
14           **patrimoniale, ainsi qu'une charge de service de transport plus élevée selon**  
15           **les prévisions à long terme du Transporteur.**

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

6.2       Veuillez confirmer la compréhension de la Régie : Les soldes créditeurs de 48,3 M\$ en 2017 et de 34,2 M\$ en 2018 présentés à la référence (i) peuvent être amortis sur 5 ans et il n'y aurait pas de différence entre le traitement comptable statutaire et réglementaire, conformément à l'ASC 980-405-25-1. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

21           **Le Distributeur le confirme. Cependant, il réitère sa demande de modifier les**  
22           **modalités de disposition de l'ensemble des soldes liés à son compte de**  
23           **nivellement pour aléas climatiques, qu'ils soient à recevoir ou à remettre à la**  
24           **clientèle, comme explicité en réponse à la question 4.3 de la demande de**  
25           **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

**Facteur Z générique et compte de neutralisation**

7. **Références :** (i) Pièce [B-0094](#), p. 11 :  
(ii) Dossier R-4058-2018, [B-0069](#), p. 34 et 35.

**Préambule :**

- (i) En réponse à une DDR, le Distributeur mentionne que :

*« La création d'un Facteur Z générique vise à alléger le traitement réglementaire en permettant au Distributeur, entre autres, de refléter, comptabiliser et suivre les coûts issus d'un événement imprévisible jusqu'à la demande de leur reconnaissance dans une demande tarifaire ou spécifique future.*

*Les impacts financiers liés à un événement imprévisible pouvant survenir après la demande d'établissement des revenus requis, le Facteur Z générique permet d'éliminer tout enjeu lié à un traitement rétroactif des coûts associés à un tel événement. Cette nouvelle pratique réglementaire permettra de cumuler les coûts associés à l'événement imprévisible dès la naissance de celui-ci, puisque cette pratique sera déjà en vigueur et reconnue par la Régie à cette date.*

*Cette pratique permettra ainsi de couvrir la totalité des coûts liés à l'événement imprévisible, la date d'application ne constituant plus un enjeu, et d'axer les débats sur la reconnaissance ou non de l'événement à titre de Facteur Z, allégeant ainsi le processus réglementaire. »*  
[nous soulignons]

- (ii) En réponse à une DDR, le Transporteur présente la liste des événements imprévisibles ayant mené à l'approbation d'un CFR (ou CER) par la Régie au cours des 10 dernières années.

**Demande :**

- 7.1 Veuillez dresser la liste des événements imprévisibles ayant mené à l'approbation d'un CFR (ou CER) par la Régie au cours des 10 dernières années. Veuillez également fournir l'impact sur les revenus requis inscrit dans le CFR (ou CER).

**Réponse :**

- 1 **Le tableau R-7.1 présente l'information demandée. Le Distributeur précise que**  
2 **le tableau n'inclut que les événements imprévisibles pour lesquels la Régie a**  
3 **autorisé un CFR (ou CER).**

**TABLEAU R-7.1 :  
ÉVÉNEMENTS IMPRÉVISIBLES AYANT MENÉ À L'APPROBATION D'UN CER  
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS (M\$)**

Dossier	Décision	Objet	Montant à récupérer	Montant à remettre
R-3644-2008	D-2009-016	Coût des pannes majeures excédant le seuil de 16 M\$	46,8	
		2011	5,4	
		2012	8,1	
		2013	25,4	
		2016	4,1	
		2017	3,8	
R-3708-2009	D-2010-022	Projets majeurs	69,5	
		LAD (2010-2011-2012-2014)	50,9	
		OSC (2010-2011)	15,5	
		CATVAR (2010-2011)	3,1	
R-3905-2014 (phase 2)	D-2015-150	Évènements imprévisibles en réseaux autonomes (2014 à 2017) <sup>1</sup>	23,0	
R-3927-2015	D-2015-189	PCGR des États-Unis (2015)		3,2
R-4009-2017	D-2017-125	Modifications à l'ASC 715 (2017)		2,4

<sup>1</sup>Excluant 9,8 M\$ de coûts encourus en 2014 relativement au déversement d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules qui ont été refusés par la Régie dans sa décision D-2015-150.

1           **Le Distributeur souligne que dans le cas des projets majeurs, les montants**  
 2           **inscrits au tableau ne représentent pas les coûts totaux des projets mais**  
 3           **seulement la portion ayant transité par les CER, soit la portion n'ayant pu être**  
 4           **intégrée au moment de l'établissement des revenus requis de l'année témoin**  
 5           **d'une année donnée.**

### PROPOSITIONS LIÉES À L'IMPLANTATION DU MRI

8.    **Référence :**    Pièce : [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 43.

#### Préambule :

L'intervenant présente au tableau AHQ-ARQ-6, les pondérations et les cibles des indicateurs qu'elle propose.

#### Demande :

8.1    Veuillez commenter la proposition de l'intervenant identifiée à la référence.



Réponse :

1 En ce qui a trait aux justifications fournies par l'AHQ-ARQ au soutien des  
2 pondérations qu'il propose, le Distributeur note que l'intervenant priorise la  
3 fiabilité par rapport aux autres champs d'intervention, et propose un poids  
4 plus élevé à cette dernière, sur la base de l'importance relative qu'il lui  
5 accorde. Il propose aussi un poids moindre pour l'alimentation électrique,  
6 encore une fois, sur la base de l'importance relative qu'il accorde à ce champ.

7 À cet égard, le Distributeur souhaite mentionner qu'il ne juge pas approprié de  
8 prioriser un ou des champs d'intervention sur l'unique base de l'importance  
9 relative qu'un segment spécifique de la clientèle ou qu'un intervenant  
10 particulier pourrait leur accorder. L'attribution d'un poids égal à chacun des  
11 champs témoigne de la neutralité et de l'objectivité dont le Distributeur a  
12 souhaité faire preuve dans ses choix, dans une perspective d'équité  
13 notamment, puisqu'aucune clientèle, ni aucun champ n'est favorisé par  
14 rapport à un autre.

15 L'intervenant justifie aussi une diminution de la pondération de l'alimentation  
16 et de la satisfaction de la clientèle arguant, pour le premier, un historique  
17 reconstruit, et pour le second, l'absence d'un historique connu.

18 À cet égard, le Distributeur soutient que la reconstitution de l'historique du  
19 *Taux de respect global des interruptions planifiées* telle qu'il l'a proposée est  
20 tout à fait adéquate pour ancrer la cible dans l'historique. Il rappelle  
21 également que les indicateurs de satisfaction de la clientèle ont uniquement  
22 fait l'objet d'un changement dans la mesure. La méthode que le Distributeur  
23 propose permet de tenir compte de ce changement puisqu'il établit la cible  
24 sur la base de la nouvelle mesure, et qu'il estime la variabilité à partir de  
25 l'ancienne mesure. Aucun paramètre n'est évalué sur une période où les deux  
26 mesures se chevauchent. Le Distributeur est d'avis que la liaison des  
27 indicateurs de qualité de service au MTÉR ne doit pas constituer un frein, lors  
28 de l'établissement des cibles, à l'adaptation de ceux-ci à l'évolution au  
29 contexte d'affaires, et ne doit pas constituer, non plus, un impératif à engager  
30 des coûts pour maintenir plusieurs définitions des mêmes indicateurs. Par  
31 ailleurs, bien que le *Taux de fréquence des accidents* ait lui aussi fait l'objet  
32 d'une révision, l'AHQ-ARQ retient la pondération proposée par le Distributeur,  
33 contrairement au *Taux de respect global des interruptions planifiées*, en  
34 raison de l'importance relative que l'intervenant lui accorde.

35 Compte tenu de ceci, il apparaît au Distributeur que les modifications  
36 proposées n'ont autre fondement que l'intérêt de l'intervenant. Encore une  
37 fois, le Distributeur réitère qu'il n'y pas lieu de favoriser une clientèle plus  
38 qu'une autre.

1 Ensuite, bien que l'AHQ-ARQ propose de manière générale les mêmes cibles  
2 que celles établies par le Distributeur, il en fait, par contre, une utilisation  
3 différente, ce qui rend sa méthode très contraignante et de ce fait, indûment  
4 pénalisante, comme en font foi les résultats que l'intervenant présente en  
5 réponse à la question 2.1 de la DDR n° 1 de la Régie<sup>5</sup>. Effectivement, l'AHQ-  
6 ARQ propose de statuer qu'il y a détérioration de la qualité du service dès  
7 qu'un indicateur affiche une prestation inférieure à la moyenne historique  
8 évaluée, et que la perte de rendement s'accroît pour devenir une perte  
9 complète à l'atteinte du seuil. Celui-ci est défini par l'intervenant comme le  
10 résultat historique affichant la plus faible prestation de service sur la période  
11 de référence.

12 Le Distributeur a établi des cibles réalistes sur la base de la moyenne des cinq  
13 années qui précèdent la mise en place du MRI. Comme des résultats se  
14 situant de part et d'autre des moyennes de chaque indicateur témoignent  
15 d'une qualité de service adéquate au cours de la période considérée, le  
16 maintien de la qualité du service se vérifie donc par le maintien global des  
17 indicateurs à l'intérieur d'une zone de performance acceptable.

18 À cet égard, l'intervenant considère l'atteinte de la cible exacte comme une  
19 condition nécessaire à l'accès à la totalité de la part du Distributeur à laquelle  
20 il est éligible en vertu du MTÉR. Ce faisant, il ne tient pas compte de la nature  
21 des cibles que le Distributeur a proposées (valeur centrale résumant la qualité  
22 de service de la période de référence), ni de la variabilité des indicateurs à  
23 l'intérieur de la période de référence. La notion de seuil devrait plutôt servir à  
24 indiquer la valeur à partir de laquelle un indicateur est reconnu en  
25 détérioration. L'étendue des résultats historiques peut servir à évaluer la  
26 variabilité d'un indicateur, mais il serait erroné de prétendre que l'ensemble  
27 des résultats inférieurs à la cible révèle une détérioration de la qualité du  
28 service.

9. Référence : Pièce : [C-FCEI-0009](#), p. 7 à 9.

**Préambule :**

*« La FCEI recommande donc l'ajout du taux de résolution au premier appel aux indicateurs retenus aux fins de l'application du MRI.*

[...]

---

<sup>5</sup> Voir les tableaux R2.1 A, R2.1 B, R2.1 C, et R2.1 E à la pièce C-AHQ-ARQ-0013.

Elle recommande donc que les cibles pour le délai moyen de réponse téléphonique soient fixées respectivement à 82 minutes [secondes] et 89 minutes [secondes] pour les clients résidentiels et commerciaux.

[...]

Nonobstant ce qui précède, la FCEI estime qu'une pondération d'au moins 5% devrait être accordée au volet commercial du service à la clientèle.

La FCEI recommande par ailleurs une pondération équivalente des indicateurs de délai moyen de réponse téléphonique et du taux de résolution au premier appel. Par exemple, si une pondération de 5% est accordée au volet commercial, les pondérations seraient :

- Délai moyen de réponse téléphonique – résidentiel : 7,5%
- Délai moyen de réponse téléphonique – commercial : 2,5%
- Taux de résolution au premier appel – résidentiel : 7,5 %
- Taux de résolution au premier appel – commercial : 2,5 % . »

#### **Demande :**

9.1 Veuillez commenter les propositions énoncées à la référence.

#### **Réponse :**

1            **Le Distributeur a eu l'occasion de s'exprimer sur diverses propositions**  
2            **relatives au choix des indicateurs en réponse à plusieurs questions à ce sujet.**  
3            **Comme indiqué à la réponse à la question 9.3 de la demande de**  
4            **renseignements n° 1 d'OC (pièce HQD-14, document 8.1 [B-0074]), le**  
5            **Distributeur n'a pas retenu le *Taux de résolution au 1<sup>er</sup> appel* puisque cet**  
6            **indicateur, déterminé sur la base d'un sondage, se reflète déjà dans les**  
7            **indices de satisfaction de la clientèle. Voir aussi la réponse à la question 17.1**  
8            **de la demande de renseignements n° 3 de la Régie (pièce HQD-14,**  
9            **document 1.3 [B-0100]), portant sur la même proposition de la part de PEG. De**  
10           **ce fait, l'ajout d'un tel indicateur contreviendrait, de l'avis du Distributeur, au**  
11           **critère de complémentarité qu'il a choisi appliquer dans le choix des**  
12           **indicateurs, dans le but d'en retenir un nombre limité, comme souhaité par la**  
13           **Régie notamment.**

14           **En ce qui a trait à l'historique considéré, le Distributeur a aussi expliqué à la**  
15           **Régie, en réponse à la question 17.2 de la demande de renseignements n° 1**  
16           **(pièce HQD-14, document 1.1 [B-0062]), et aux questions 10.3 et 10.4 de la**  
17           **demande de renseignements n° 2 (pièce HQD-14, document 1.2 [B-0094]), les**  
18           **raisons motivant le choix de retenir un historique plus long (soit une cible**  
19           **basée sur la moyenne cinq ans) que les deux seules années 2016 et 2017 pour**  
20           **les deux indicateurs de *Délai moyen de réponse téléphonique*. Voir aussi la**  
21           **réponse à la question 17.1 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie,**  
22           **portant sur une proposition semblable de la part de PEG.**

1 Quant à la proposition de la FCEI de revoir la pondération des indicateurs de  
2 services à la clientèle sur la base d'une sous-représentation du volet  
3 commercial, le Distributeur confirme que sa pondération est adéquate.  
4 Effectivement, les services à la clientèle offerts par les centres de contact  
5 client s'adressent à la clientèle de masse qui s'apparente aux tarifs D, DT, DP  
6 et G. Les délais moyens de réponse téléphonique ainsi que les taux de  
7 résolution au 1<sup>er</sup> appel, proposés par l'intervenant, visent cette clientèle.

8 La clientèle Affaires ayant des contrats aux tarifs M, G9, tarif à forfait ou à  
9 l'éclairage public, a plutôt accès à des services personnalisés offerts par des  
10 agents attitrés spécialisés. La volumétrie des appels à ces agents est  
11 beaucoup moins importante et les demandes se font principalement de  
12 manière écrite, par conséquent les délais de réponse sont très courts et les  
13 demandes sont réglées rapidement. Cette clientèle est, de ce fait, exclue du  
14 calcul des pondérations relatives aux indicateurs de services à la clientèle.

10. Référence : Pièce : [C-SÉ-AQLPA-0004](#), p. 22.

**Préambule :**

« Nous proposons d'ajouter un indicateur de continuité de service applicable aux réseaux autonomes. Il est en effet fermement connu et établi que la continuité de service en de nombreux réseaux autonomes est dix fois moindre que celle du réseau autonome; le Mécanisme de réglementation incitative (MRI) ne peut ignorer ce problème majeur. Cet indicateur, calculé en minutes, aurait une cible établie de la même façon que les autres indicateurs. Si l'historique n'est pas disponible, le Distributeur pourra estimer une cible. Nous suggérons une pondération de 3,1 % pour cet indicateur en ramenant à 5,66 % chacun la pondération des trois autres indicateurs de la fiabilité du service électrique. L'introduction de cet indicateur constituerait un geste significatif qui démontrerait que le Distributeur considère équitablement tous ses clients. »

**Demande :**

10.1 Veuillez commenter la proposition de l'intervenant identifiée à la référence.

**Réponse :**

15 Les interruptions de service des clients en réseaux autonomes, qui serviraient  
16 à évaluer un indice de continuité (IC) global des réseaux autonomes, sont déjà  
17 incluses dans l'IC normalisé global du Distributeur avec une pondération  
18 naturelle associée au nombre de clients en réseaux autonomes. Cette  
19 pondération s'apparente à celle que le Distributeur a appliqué aux indicateurs  
20 par clientèles afin de mesurer, de manière globale, la satisfaction et le service  
21 à la clientèle, et qui est basée sur les revenus générés par les ventes aux  
22 différentes clientèles. À cet égard, la pondération suggérée par l'intervenant,

1 d'environ 3 %, est trop élevée compte tenu du nombre de clients en réseaux  
2 autonomes.

3 Un IC normalisé pour les réseaux autonomes ne permettrait pas de cibler des  
4 problèmes de continuité de service pour certains réseaux puisque plus de la  
5 moitié des clients sont situés dans deux régions, soit les Îles-de-la Madeleine  
6 et la Basse-Côte-Nord.

7 Par ailleurs, comme le Distributeur l'a mentionné en réponse à la question 2.7  
8 de la demande de renseignements n° 1 de PEG (pièce HQD-14, document 4.2  
9 [B-0069]), il ne voit pas la pertinence de présenter des indicateurs désagrégés  
10 aux fins des suivis réglementaires et de la liaison d'indicateurs au MTÉR.

**11. Référence :** Pièce : [C-UC-0010](#), p. 27.

**Préambule :**

*« UC craint que la mise en place du MRI ait déjà eu des effets négatifs sur les services particuliers aux ménages pauvres. C'est pourquoi elle réitère en partie la recommandation faite dans le cadre du dossier R-3897-2014. UC invite la Régie à demander au Distributeur d'inclure un indicateur spécifique pour témoigner du maintien d'ententes de paiement qui respecte la capacité de payer des clients. Il pourrait s'agir par exemple de la proportion d'ententes personnalisées (A et B) accordées sur l'ensemble des ententes de paiement. ».*

**Demande :**

11.1 Veuillez commenter la proposition de l'intervenante identifiée à la référence.

**Réponse :**

11 **Le Distributeur rappelle que les indicateurs retenus par le Distributeur**  
12 **mesurent la qualité du service offert à l'ensemble de la clientèle incluant les**  
13 **ménages à faible revenu.**

14 **Le Distributeur est d'avis qu'il n'est pas opportun de recourir à un tel**  
15 **indicateur. L'examen des mesures visant les ménages à faible revenu dans le**  
16 **cadre des dossiers tarifaires demeure la meilleure tribune à ce sujet.**

17 **De plus, le Distributeur tient à souligner qu'il présente aux représentants des**  
18 **associations de consommateurs la volumétrie des ententes MFR à chaque**  
19 **rencontre de la Table de travail sur le recouvrement. Cette volumétrie est**  
20 **également déposée annuellement à la Régie en suivi du *Protocole***  
21 ***d'engagement en matière de recouvrement* énoncé dans la décision**  
22 **D-2002-261.**

### Indicateurs de performance et liaison au MTÉR

- 12. Références :**
- (i) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 40;
  - (ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 43 et 44;
  - (iii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 46;
  - (iv) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 47;
  - (v) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 49.

#### Préambule :

(i) « Tout comme le Distributeur le fait depuis plusieurs années dans l'établissement de ses objectifs corporatifs, l'AHQ-ARQ considère que les pondérations des cinq champs d'intervention n'ont pas à être égales. De plus, l'AHQ-ARQ soumet que le Distributeur n'a pas fourni de justification suffisante pour considérer que les cinq champs d'intervention sont d'égale importance. » [notes de bas de page supprimées]

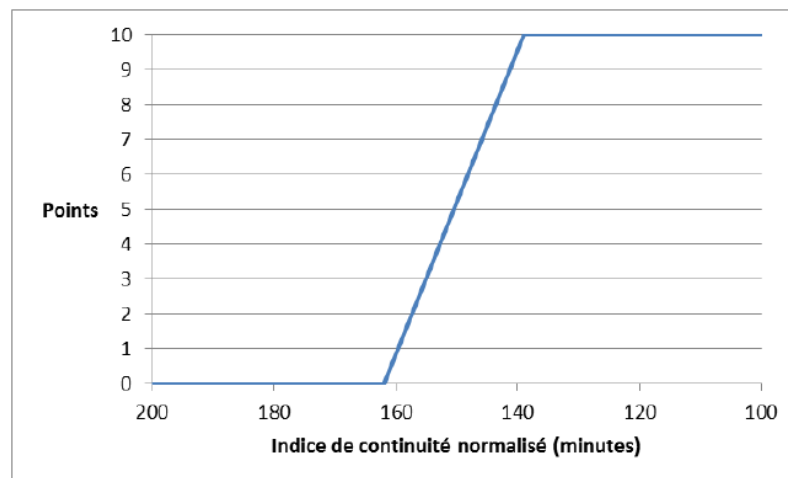
(ii) « L'AHQ-ARQ recommande le maintien des cibles proposées par le Distributeur sauf pour celles portant sur les services à la clientèle. (...) »

[...]

Si on veut maintenir la qualité de ces services, l'AHQ-ARQ propose de baser les cibles sur les deux dernières années seulement et c'est ce qui apparaît en gras au tableau AHQ-ARQ-6 ci-dessus. À ce sujet, l'AHQ-ARQ soumet que le Distributeur n'a pas fourni de solution satisfaisante pour tenir compte de la cassure dans ces historiques. » [notes de bas de page supprimées]

(iii) La figure AHQ-ARQ-2 illustre la proposition de l'AHQ-ARQ pour l'indicateur « Indice de continuité normalisé ».

**Figure AHQ-ARQ-2**  
**Illustration des points en fonction du résultat de l'Indice de continuité normalisé (pour un seuil de 162 minutes et une cible de 139 minutes)**



(iv) Le tableau AHQ-ARQ-8 illustre les résultats des indicateurs et de l'IMQ selon la proposition de l'AHQ-ARQ :

**Tableau AHQ-ARQ-8**  
**Exemple de calcul des résultats des indicateurs et de l'IMQ selon la proposition de l'AHQ-ARQ**

INDICATEUR	UNITÉ DE MESURE	PONDÉRATION	CIBLE	SEUIL	RÉSULTAT	POINTS
<b>SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (15%)</b>						
ICS combiné R-C-A	indice sur 10	11,25%	8,15	8,10	8,20	11,25%
ISC Clients Grande puissance	indice sur 10	3,75%	8,50	8,30	8,50	3,75%
<b>FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (30%)</b>						
Indice de continuité normalisé	minutes	10%	139	162	162	0,00%
Nombre de pannes basse tension	nombre	10%	26 690	27 645	26 911	7,69%
Durée moyenne des interruptions par client	minutes	10%	138	200	134	10,00%
<b>ALIMENTATION ÉLECTRIQUE (15%)</b>						
Délai moyen de raccordement simple en aérien	jours	5%	6,8	7,7	6,6	5,00%
Taux de respect global des interruptions planifiées	%	10%	84	81	81	0,00%
<b>SERVICES À LA CLIENTÈLE (20%)</b>						
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	secondes	17%	90	150	76	17,00%
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	secondes	3%	95	150	85	3,00%
<b>SÉCURITÉ (20%)</b>						
Taux de fréquence des accidents	nbre par 200 000 heures travaillées	20%	3,3	3,6	3,1	20,00%
IMQ						77,69%

(v) « Si jamais la Régie retenait le mécanisme de calcul de l'IMQ et les modalités de liaison des indicateurs au MTÉR proposés par le Distributeur, l'AHQ-ARQ recommanderait de modifier lesdites modalités ainsi :

- Si l'IMQ est supérieur ou égal à 0, le Distributeur conserve l'entièreté de la part à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur;
- Si l'IMQ est inférieur à 0, mais supérieur à -1, un point de pourcentage est remis à la clientèle pour chaque centième (0,01) de l'indice en-deçà de 0. Par exemple pour un IMQ de -0,21, 21% de la part du Distributeur est remis à la clientèle;
- Si l'IMQ est inférieur ou égal à -1, la totalité de la part du Distributeur est remise à la clientèle. » [souligné dans le texte par l'AHQ-ARQ]

**Demandes :**

12.1 En vous référant à (i) et à (iv), veuillez commenter les pondérations proposées par l'AHQ-ARQ.

**Réponse :**

1 Voir la réponse à la question 8.1.

12.2 En vous référant à (ii) et (iv), veuillez commenter les cibles et les seuils proposés par l'AHQ-ARQ relatifs aux services à la clientèle.

Réponse :

1 Le Distributeur a indiqué à la Régie, en réponse à la question 17.2 de la  
2 demande de renseignements n° 1 (pièce HQD-14, document 1.1 [B-0062]), et  
3 aux questions 10.3 et 10.4 de la demande de renseignements n° 2 (pièce HQD-  
4 14, document 1.2 [B-0094]), les raisons motivant le choix de retenir un  
5 historique plus long (soit une cible basée sur la moyenne cinq ans) que les  
6 deux seules années 2016 et 2017 pour le calcul de la cible des deux  
7 indicateurs de *Délai moyen de réponse téléphonique*. Voir aussi la réponse à  
8 la question 17.1 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie, portant  
9 sur une proposition semblable de la part de PEG.

10 Le Distributeur tient à rappeler, comme il le mentionne en réponse aux  
11 questions 8.1 et 12.3, que la méthode proposée par l'AHQ-ARQ est très  
12 contraignante. Effectivement, un résultat légèrement inférieur à la moyenne  
13 entraîne une diminution de la part des écarts favorables à laquelle le  
14 Distributeur est éligible en vertu du MTÉR, bien que ce résultat témoigne  
15 d'une qualité de service adéquate.

12.3 Sous l'hypothèse que la Régie accordait de l'importance à la simplicité de la méthode  
retenue en termes des calculs, de la présentation et de l'interprétation des résultats,  
veuillez comparer les avantages et les inconvénients du mécanisme de calcul de  
l'IMQ et les modalités de liaison des indicateurs au MTÉR proposés par le Distributeur  
et l'approche décrite en (iii) et (iv).

Réponse :

16 Le Distributeur est d'avis que la méthode qu'il propose pour évaluer le  
17 maintien de la qualité du service est simple en termes des calculs, de la  
18 présentation et de l'interprétation des résultats. Elle est aussi objective  
19 puisque l'ensemble des paramètres utilisés dans la méthode sont tirés de la  
20 période de référence des cinq années précédant le MRI. Elle a été décrite  
21 entièrement à la pièce HQD-3, document 3 (B-0053) et illustrée au tableau A-1  
22 de cette même pièce.

23 Pour ce qui est du calcul de l'IMQ, le Distributeur propose une méthode aussi  
24 simple que la moyenne pondérée des indicateurs uniformisés.  
25 L'uniformisation est une étape de préparation des données nécessaire au  
26 calcul d'un indice composite à partir de plusieurs indicateurs lorsque ceux-ci  
27 ont des niveaux, des dispersions, des échelles et des unités de mesure tous  
28 différents. La méthode utilisée par le Distributeur pour l'uniformisation des  
29 données est une méthode statistique éprouvée qui est également simple à  
30 appliquer.



1 L'IMQ résultant de la méthode du Distributeur se présente et s'interprète  
2 facilement. L'IMQ mesure la variation nette de la qualité du service par rapport  
3 à la qualité du service moyenne observée sur l'historique récent. Puisque la  
4 moyenne historique n'est que le point central de la zone de représentativité de  
5 la qualité du service, le seuil de -1 est choisi pour délimiter cette zone. Ainsi,  
6 tout résultat de l'IMQ inférieur à ce seuil justifie un transfert à la clientèle  
7 d'une part des excédents de rendement auxquels le Distributeur est éligible.  
8 Ce seuil, choisi de manière objective, s'inspire des résultats historiques des  
9 indicateurs et de leurs dispersions par rapport à leurs moyennes respectives.

10 Ainsi, le Distributeur juge que sa méthode correspond aux critères auxquels  
11 la Régie accorde de l'importance, à savoir qu'elle est simple en termes des  
12 calculs, de la présentation et de l'interprétation des résultats. De plus, le  
13 Distributeur fait valoir que l'ensemble des paramètres (cibles et seuils) utilisés  
14 dans le calcul de l'IMQ sont évalués de manière objective et sont ancrés dans  
15 l'historique récent des indicateurs, permettant ainsi de refléter l'évolution  
16 récente du contexte d'affaires.

17 L'intervenant propose une méthode en apparence simple mais qui présente  
18 plusieurs désavantages.

19 Le Distributeur note que la pondération des indicateurs proposée par  
20 l'intervenant n'est pas objective et que les arguments invoqués se  
21 contredisent. Comme indiqué en réponse à la question 8.1, les poids, pour la  
22 fiabilité par exemple, sont basés sur la valeur relative que l'intervenant leur  
23 accorde. Dans certains cas, la reconstitution de l'historique est un argument  
24 pour baisser le poids d'un indicateur, comme c'est le cas de l'alimentation  
25 électrique, et dans d'autres cas, il ne l'est pas, comme dans le cas de la  
26 sécurité. Le Distributeur ne pourrait appliquer cette pondération puisqu'elle  
27 reflète l'importance que l'intervenant accorde à chacun des champs en  
28 fonction de ses intérêts, et rien ne permet de conclure que ces préférences  
29 font nécessairement consensus.

30 La méthode de l'intervenant ne résulte pas en une appréciation objective du  
31 maintien de la qualité du service. L'intervenant retient des cibles  
32 généralement identiques à celles du Distributeur en raison des avantages  
33 qu'elles présentent, soit d'être ancrées dans l'historique récent, mais en fait  
34 une utilisation non adéquate, pour les raisons précitées en réponse à la  
35 question 8.1. Ceci rend sa méthode très contraignante, voire indûment  
36 pénalisante, et contrevient, selon le Distributeur, à l'objectif de vérifier le  
37 maintien de la qualité du service comme condition préalable à l'accès, pour ce  
38 dernier, à la part des gains d'efficacité qu'il génère à laquelle il est éligible.

39 Par ailleurs, l'intervenant indique dans sa preuve que sa méthode s'apparente  
40 à celle d'Énergir [C-AHQ-ARQ-0010, page 46]. Or, la méthode utilisée par

1 **Énergir repose sur un mode de calcul de « réalisation des indices » utilisant**  
2 **un seuil à 50 %, une cible à 85 % et un idéal à 92 % appliqués directement au**  
3 **résultat des indicateurs, puisque ceux-ci s'expriment en pourcentage<sup>6</sup>. Ce**  
4 **mode de calcul de « réalisation des indices » attribue un score parfait (100 %)**  
5 **à un indice dès que ce dernier dépasse l'idéal, et 81 % des résultats**  
6 **individuels annuels d'indicateurs utilisant ce mode<sup>7</sup> sont au-delà de cet idéal.**  
7 **Le Distributeur ne remet pas en question les efforts d'Énergir pour maintenir**  
8 **la qualité de son service, il en déduit toutefois que le seuil, la cible et l'idéal ne**  
9 **sont pas aussi contraignant que dans la proposition de l'AHQ-ARQ.**

10 **Quant à la liaison proposée par l'intervenant, elle accorde au Distributeur un**  
11 **taux égal au pourcentage total de variations des indicateurs par rapport à**  
12 **leurs cibles. Ainsi, l'illustration de sa méthode pour l'année 2017 indique que**  
13 **le Distributeur aurait eu droit à seulement 77,69 % de la part de l'excédent de**  
14 **rendement à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR, bien que le résultat de**  
15 **l'année historique 2017 fasse partie de la période de référence 2013-2017. Voir**  
16 **aussi à cet effet la réponse à la question 12.4.**

17 **Le Distributeur conclut que la méthode proposée par l'AHQ-ARQ n'est pas**  
18 **objective et réduit indûment l'incitatif pour le Distributeur à réaliser des gains**  
19 **d'efficience.**

12.4 Sous l'hypothèse que la Régie retenait l'approche proposée en (iii) et (iv), veuillez expliquer à l'aide de données chiffrées les impacts attendus sur les résultats du Distributeur.

**Réponse :**

20 **Le Distributeur confirme que la méthode proposée en (iii) et (iv) donne**  
21 **effectivement une valeur de 77,69 %, comme illustré au tableau AHQ-ARQ-8,**  
22 **en utilisant les seuils et cibles proposés par l'intervenant et les résultats de**  
23 **2017.**

24 **Ce résultat implique que le Distributeur n'aurait droit qu'à 77,69 % de la part**  
25 **des écarts de rendement à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR. Ce faible**  
26 **résultat est surprenant puisque les résultats de l'année 2017, utilisés aux fins**  
27 **d'illustration, sont somme toute le reflet d'une bonne performance. À cet**

---

<sup>6</sup> Le Distributeur fait ici abstraction des indicateurs ISO 14001 et Émission des gaz à effet de serre, pour lesquels Énergir a eu le résultat maximal pour chacune des années où ils étaient utilisés.

<sup>7</sup> Le Distributeur a compilé, sur la période 2001-2017, les résultats annuels des indices Entretien préventif, Rapidité de réponse aux situations d'urgence, Rapidité de réponse aux appels téléphoniques, Fréquence des lectures de compteurs, Satisfaction de la clientèle des tarifs D1, D3 et DM, et Procédure de recouvrement, qui utilisent tous le mode de calcul de réalisation décrit dans le texte.

1            **égard, le Distributeur constate d'ailleurs que l'intervenant note dans son**  
2            **mémoire la bonne performance du Distributeur :**

3            **« L'AHQ-ARQ constate la bonne performance du Distributeur traduite**  
4            **par les indicateurs de qualité du service qui se sont améliorés, [...] »**  
5            **[C-AHQ-ARQ-0010, page 7]**

6            **De plus, la Régie a noté pour l'année 2017 une amélioration de la qualité de**  
7            **service :**

8            **« [...] que, de manière globale, le Distributeur améliore sa**  
9            **performance quant à la qualité des services offerts à ses clients et**  
10           **que les mesures mises en place durant la dernière année semblent**  
11           **porter fruit. » [D-2018-025, paragraphe 56]**

12           **Le Distributeur note aussi que l'intervenant suggère des seuils dont il ne**  
13           **justifie pas la valeur, il s'agit des seuils pour :**

- 14           **• La satisfaction des Clients grande puissance (8,30) ;**
- 15           **• La durée moyenne des interruptions par client (BT et MT) (200) ;**
- 16           **• Les délais moyens de réponse téléphonique des clients résidentiels et**  
17           **commerciaux (150).**

18           **L'intervenant indique que ces seuils proposés sont basés sur la tendance**  
19           **observée plus récemment. Le Distributeur n'est pas en mesure de valider ou**  
20           **de reproduire ces seuils en absence de la description de la méthode utilisée.**

21           **Le Distributeur conclut, comme il l'a mentionné en réponse à la question 12.3,**  
22           **que la méthode proposée par l'AHQ-ARQ ne constitue pas une méthode**  
23           **objective de l'évaluation du maintien de la qualité du service, s'appuyant**  
24           **notamment sur des cibles rigides définies arbitrairement, et réduit indûment**  
25           **l'incitatif pour le Distributeur à réaliser des gains d'efficience.**

12.5    **Sous l'hypothèse que la Régie retenait le mécanisme de calcul de l'IMQ et les**  
          **modalités de liaison des indicateurs au MTÉR proposés par le Distributeur et qu'elle**  
          **retenait également les modifications proposées par l'AHQ-ARQ en (v), veuillez**  
          **expliquer à l'aide de données chiffrés les impacts attendus sur les résultats du**  
          **Distributeur.**

**Réponse :**

26           **Le Distributeur a utilisé différents scénarios de l'IMQ, dont ceux déjà**  
27           **présentés en preuve ou en réponses aux demandes de renseignements, pour**  
28           **évaluer l'impact des modifications proposées par l'intervenant. Ces scénarios**  
29           **ainsi que leur impact sur le partage des excédents de rendement sont**  
30           **présentés au tableau R-12.5-A.**

Pour l'année 2017, l'IMQ est de 0,21 (voir le tableau A-1 de la pièce HQD-3, document 3 [B-0053]). Cette valeur est supérieure ou égale à la valeur cible proposée par l'AHQ-ARQ, soit 0. Selon ce scénario, le Distributeur conserve la totalité de la part de l'écart de rendement allouée par le MTÉR. Ce résultat n'est pas surprenant puisque le Distributeur a maintenu la qualité du service offert pour cette année.

Le Distributeur a également illustré les résultats de l'IMQ en fonction des résultats des années 2013 à 2016. Selon ces résultats, le Distributeur aurait été privé d'une portion de la part des gains d'efficacité à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR existant une année sur deux, soit 9 % en 2014 et 53 % en 2013. Ce constat dénote le caractère très contraignant, indûment pénalisant, et ainsi « désincitatif » à l'efficacité, des modalités proposées par l'AHQ-ARQ.

**TABLEAU R-12.5-A :**  
**RÉSULTATS DE L'IMQ SELON DIFFÉRENTS SCÉNARIOS**

INDICATEURS	résultats de 2017	résultats de 2016	résultats de 2015	résultats de 2014	résultats de 2013	pires résultats
<b>SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE</b>						
1 ISC combiné R-C-A	8,20	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10
2 Clients Grande puissance	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50
<b>FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE</b>						
3 Indice de continuité normalisé	162	143	143	120	126	162
4 Nombre de pannes basse tension	26 911	27 166	25 716	26 014	27 645	27 645
5 Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)	134	134	108	100	214	214
<b>ALIMENTATION ÉLECTRIQUE</b>						
6 Délai moyen de raccordement simple en aérien	6,6	7,1	7,7	6,6	6,1	7,7
7 Taux de respect global des interruptions planifiées	81	85	86	84	84	81
<b>SERVICES À LA CLIENTÈLE</b>						
8 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	76	87	205	174	237	237
9 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	85	93	190	158	231	231
<b>SÉCURITÉ</b>						
10 Taux de fréquence des accidents	3,1	3,4	2,9	3,6	3,6	3,6
<b>IMQ</b>	<b>0,21</b>	<b>0,01</b>	<b>0,12</b>	<b>-0,09</b>	<b>-0,53</b>	<b>-1,08</b>

Note : le Distributeur a illustré le calcul de l'IMQ en retenant les résultats des indicateurs pour chacune des années de 2013 à 2017. Compte tenu du changement de mesure des indices de satisfaction de la clientèle en 2016 et 2017, le Distributeur a retenu le résultat de l'année 2016, pour l'ISC combiné, ainsi que le résultat de l'année 2017, pour la satisfaction des clients de grande puissance, et les a appliqué aux années précédentes.

Selon le scénario des pires résultats de chacun des indicateurs sur les cinq dernières années (voir le tableau R-19.1-B de la pièce HQD-14, document 1.1 [B-0062]), l'IMQ évalué à -1,08 aurait pour conséquence que le Distributeur remette la totalité de l'excédent de rendement à la clientèle. Ce résultat est également indûment pénalisant compte tenu de la plausibilité de telles valeurs des indicateurs sur la période de cinq ans et de l'absence de constat de la part de la Régie d'un niveau de service inadéquat sur cette période.

Le Distributeur est à même d'affirmer que la méthode d'Énergir, qui, selon l'intervenant s'apparente à la sienne, n'est pas aussi contraignante que cette dernière. En effet, en retenant les pires résultats depuis 2001, soit sur 17 ans,

1 et les conditions d'accès établies en 2012, Énergir aurait eu à remettre 8,2 %  
2 de sa part. Voir à cet égard le tableau R-12.5-B. Or, dans les mêmes  
3 conditions, soit lorsque que l'on retient les moins bons résultats des  
4 indicateurs sur la période, le Distributeur aurait remis une portion équivalente,  
5 soit 8 %, de la part des gains d'efficience à laquelle il est éligible.

**TABLEAU R-12.5-B :  
RÉSULTATS DU POURCENTAGE GLOBAL DE RÉALISATION D'ÉNERGIR  
SELON LES PIRES RÉSULTATS**

Indicateur	Pondération	Résultat individuel	Année	% de réalisation
Entretien préventif	10%	97,5	2003	100
Rapidité de réponse aux situations d'urgence	20%	90,7	2010	98,84
Rapidité de réponse aux appels téléphoniques	10%	70,6	2004	50,03
Fréquence des lectures de compteurs	10%	96,7	2004	100
ISO 14 001 [rapport BNQ]	10%	100		100
Émissions de gaz à effet de serre (% de réduction depuis 2001)	10%	100		100
Satisfaction de la clientèle des tarifs D1, D3 et DM	15%	88,5	2008	93,5
Satisfaction de la clientèle des tarifs D4 et D5	5%	80	2014	100
Procédure de recouvrement	10%	80	2009	80
<b>Moyenne pondérée – Pourcentage global de réalisation :</b>				<b>91,80</b>
<b>Moyenne pondérée – Pourcentage global de réalisation arrondi à une décimale :</b>				<b>91,8</b>

6 **Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur juge que les modalités**  
7 **proposées par l'AHQ-ARQ sont inévitables en regard de l'objectif poursuivi**  
8 **de rendre conditionnel le plein accès du Distributeur à la part des gains**  
9 **d'efficience à laquelle il est éligible et réduisent indûment l'incitatif pour le**  
10 **Distributeur à réaliser des gains d'efficience.**

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0053](#), tableau A-1 révisé;
  - (ii) Pièce [B-0053](#), p.14;
  - (iii) Pièce [B-0094](#), réponse à la question 10.11, p. 22 et 23;
  - (iv) Dossier [R-9001-2017](#), pièce [B-0007](#), p. 3.

**Préambule :**

(i) Le tableau A-1 contient les données relatives aux dix indicateurs. Le Distributeur présente notamment les valeurs observées entre 2013 et 2017, les cibles proposées et une illustration du calcul de l'IMQ en prenant les résultats des indicateurs en 2017.

(ii) « Pour le partage à survenir à compter de l'année 2019 et suivantes au cours de ce premier MRI, le Distributeur propose de moduler la part des écarts favorables à laquelle il est éligible selon les modalités suivantes :

- Si l'IMQ est supérieur ou égal à -1, le Distributeur conserve l'entièreté de la part à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur.

- Si l'IMQ est inférieur à -1, mais supérieur à -2, un point de pourcentage est remis à la clientèle pour chaque centième (0,01) de l'indice en-deçà de -1. Par exemple pour un IMQ de -1,21, 21% de la part du Distributeur est remis à la clientèle.
- Si l'IMQ est inférieur ou égal à -2, la totalité de la part du Distributeur est remise à la clientèle. »

(iii) « Le calcul de l'IMQ que le Distributeur propose est intrinsèquement lié à sa proposition de modulation du partage des écarts favorables de rendement. La modification des paramètres du calcul de l'IMQ nécessiterait, de ce fait, une révision des paramètres de la liaison des indicateurs de performance au MTÉR.

Si la valeur de chacun des indicateurs uniformisés est limitée à 1, l'évaluation nette de la qualité du service ainsi que la modulation proposée du partage des écarts favorables de rendement ne seront plus respectées. Il serait alors nécessaire de revoir à la baisse les valeurs des seuils de l'IMQ qui modulent la part des écarts de rendement à laquelle le Distributeur est éligible en vertu du MTÉR, tout en conservant l'interpolation linéaire entre ces valeurs. » [nous soulignons]

(iv) « Le tableau suivant présente le calcul de l'écart de rendement 2017 à partager.

TABLEAU 1 :  
ÉCART DE RENDEMENT 2017 À PARTAGER

Taux de rendement des capitaux propres		
Réel <sup>1</sup>		9,170%
Autorisé <sup>2</sup>		8,200%
<b>Écart de taux de rendement</b>		
À partager 50/50 car < 100 points de base		0,970% (A)
Base de tarification réelle <sup>3</sup>		10 733,613
X Portion capitaux propres de la structure du capital		35%
<b>Capitaux propres présumés relatifs aux activités réglementées<sup>3</sup></b>		<b>3 756,765 (B)</b>
<b>Écart à partager (A) X (B)</b>		<b>36,4 (C)</b>
Rendement à partager - portion à remettre à la clientèle ((C) X 50%)		18,2
Bénéfice net réglementé - avant partage		344,5
Partage de l'écart de rendement avec la clientèle		-18,2
<b>Bénéfice net réglementé - après partage</b>		<b>326,3</b>

<sup>1</sup> Pièce HQD-8, document 2, tableau 2

<sup>2</sup> Pièce HQD-8, document 2

<sup>3</sup> Pièce HQD-8, document 2, tableau 1

»

#### Demandes :

13.1 En vous référant à (i), (ii) et (iii), sous l'hypothèse que la Régie limitait la valeur de chacun des indicateurs uniformisés à 1, veuillez présenter les seuils révisés de l'IMQ qui modulent la part des écarts de rendement à laquelle le Distributeur est éligible en vertu du MTÉR. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

1 Le Distributeur a proposé une méthode dont l'ensemble des paramètres  
2 constituent un tout cohérent. Les seuils de -1 et -2 attribués à l'IMQ pour  
3 évaluer globalement le maintien net de la qualité du service, sont liés aux  
4 résultats historiques des indicateurs. En effet, le Distributeur a démontré que  
5 l'utilisation des résultats historiques récents (cinq dernières années) des  
6 indicateurs retenus étaient à même d'occasionner une remise à la clientèle  
7 d'une part de l'excédent de rendement à laquelle le Distributeur est éligible en  
8 vertu du MTÉR. (Voir à cet égard la réponse à la question 19.1 de la demande  
9 de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 [B-0062]).  
10 À cet égard, le Distributeur est d'avis que l'IMQ et les modalités de liaison tels  
11 que proposés, sont bien calibrés.

12 Bien que le Distributeur puisse évaluer différents scénarios, l'impact de la  
13 limitation de la valeur des indicateurs uniformisés à 1 est toutefois difficile à  
14 cerner. Dans un premier temps, le Distributeur a considéré nécessaire de  
15 revoir à la baisse les valeurs des seuils de l'IMQ qui modulent la part des  
16 excédents de rendement à partager, et de conserver l'interpolation linéaire  
17 entre ces valeurs. Cette considération découle de l'expectative de réalisations  
18 inférieures de l'IMQ par rapport à la proposition du Distributeur, l'IMQ ne  
19 constituant plus, dès lors, une mesure de la variation nette de la qualité du  
20 service, dû à la prise en compte de valeurs tronquées.

21 Toutefois, dans l'optique de conserver une méthode simple faisant appel à  
22 des valeurs seuils de l'IMQ représentées par des nombres entiers, le  
23 Distributeur pourrait considérer acceptable de maintenir les seuils de l'IMQ  
24 proposés dans sa preuve, comme indiqué à la référence (ii).

13.2 En vous référant à (iii), veuillez préciser et expliquer l'argument suivant : « *Si la valeur de chacun des indicateurs uniformisés est limitée à 1, l'évaluation nette de la qualité du service ainsi que la modulation proposée du partage des écarts favorables de rendement ne seront plus respectées.* ».

**Réponse :**

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

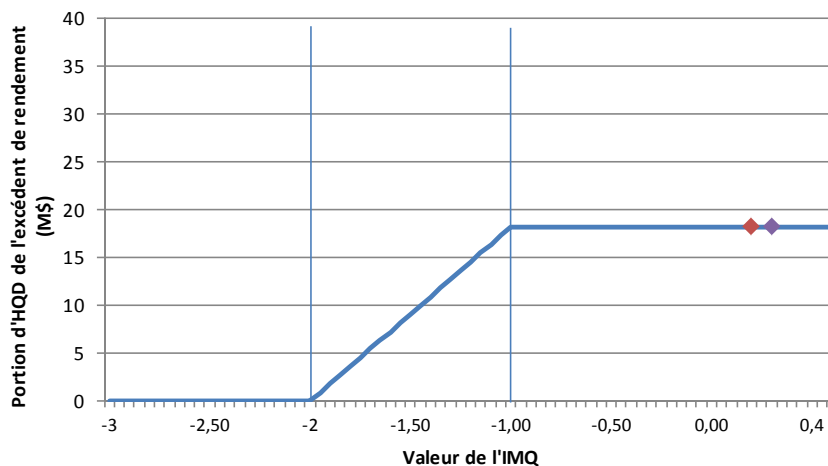
13.3 En vous appuyant sur le montant inscrit à la ligne (C) de la référence (iv), soit 36,4 M\$, et d'écarts de rendement, par rapport au rendement autorisé, se situant entre 0 et 200 points de base, veuillez illustrer, à l'aide d'un graphique, l'impact des deux hypothèses suivantes sur la modulation des écarts de rendement à laquelle le Distributeur est éligible en vertu du MTÉR :

- la valeur de chacun des indicateurs uniformisés est limitée 1 et les seuils de l'IMQ correspondent à ceux de la référence (ii);
- la valeur de chacun des indicateurs uniformisés est limitée 1 et les seuils de l'IMQ sont révisés à la baisse selon les réponses aux sous-questions précédentes.

**Réponse :**

1 Le Distributeur illustre dans la figure R-13.3 l'application de la liaison des  
2 indicateurs de qualité de service, selon différentes valeurs de l'IMQ, à  
3 l'excédent de rendement à partager de 36,4 M\$ inscrit à la référence (iv). L'axe  
4 vertical indique la part de l'excédent de rendement conservé par le  
5 Distributeur. Ce dernier présente les résultats de la première hypothèse de la  
6 question seulement puisque il ne réévalue pas les seuils à la baisse (voir la  
7 réponse à la question 13.1). Le graphique affiche aussi les valeurs de l'IMQ  
8 obtenues à l'aide des résultats de 2017 selon l'hypothèse d'indicateurs  
9 uniformisés limités à 1 (0,18) par rapport à l'évaluation originale (0,21).

**FIGURE R-13.3 :**  
**MODALITÉS DE LIAISON DE L'IMQ**  
**SELON UN ÉCART DE RENDEMENT À PARTAGER DE 36,4 M\$**



◆ valeur de l'IMQ de 2017, indicateurs uniformisés tronqués à 1    ◆ valeur de l'IMQ de 2017

10 Le Distributeur tient à souligner que l'IMQ est utilisé de manière à partager la  
11 part des écarts de rendement favorables à laquelle le Distributeur est éligible  
12 en vertu des indications précisées par la Régie en particulier dans sa décision  
13 D-2017-043<sup>8</sup>. Ce mécanisme remplit son rôle d'incitatif au maintien de la  
14 qualité du service. Contrairement à la proposition de PEG, élaborée  
15 notamment dans la réponse à la question 4.4 de la demande de  
16 renseignements n° 1 de la Régie lui étant adressée (C-AQCIE-0024), les

<sup>8</sup> D-2017-043 (paragraphe 416 et 417)



1 différentes valeurs de l'IMQ ne sont pas associées à une pénalité  
2 supplémentaire. À cet égard, voir également la réponse à la question 17.1 de  
3 la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-14,  
4 document 1.3 (B-0100), pages 59-60.

- 14. Références :**
- (i) Dossier R-3897-2014, pièce [C-HQT-HQD-0088](#), p. 47 et 48;
  - (ii) Pièce [B-0053](#), tableau A-1 révisé;
  - (iii) Pièce [B-0053](#), p.14;
  - (iv) Dossier [R-3724-2010, phase 3](#), décision [D-2010-112](#), p. 57 à 60.

**Préambule :**

(i) « 14.8 Le Distributeur propose de lier les indicateurs au MTÉR par une approche s'apparentant à celle de Gazifère :

- a) Définition d'une cible pour chaque indicateur basée, notamment, sur l'historique des résultats de cet indicateur. Ces cibles devront tenir compte de l'arbitrage nécessaire entre les résultats de chaque indicateur et les coûts requis pour les atteindre;
- b) Pondération attribuée à chaque indicateur;
- c) Calcul d'un indice composite de performance global (reflétant la moyenne pondérée des résultats de l'ensemble des indicateurs);
- d) Partage des écarts de rendement selon l'atteinte d'un certain pourcentage de réalisation de cet indice composite;
- e) Partage des écarts de rendement seulement; aucune pénalité prévue pour un manquement à l'atteinte de cibles. » [nous soulignons]

(ii) Le tableau A-1 contient les données relatives aux dix indicateurs. Le Distributeur présente notamment les valeurs observées entre 2013 et 2017, les cibles proposées et une illustration du calcul de l'IMQ en prenant les résultats des indicateurs en 2017.

(iii) « Pour le partage à survenir à compter de l'année 2019 et suivantes au cours de ce premier MRI, le Distributeur propose de moduler la part des écarts favorables à laquelle il est éligible selon les modalités suivantes :

- Si l'IMQ est supérieur ou égal à -1, le Distributeur conserve l'entièreté de la part à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur.
- Si l'IMQ est inférieur à -1, mais supérieur à -2, un point de pourcentage est remis à la clientèle pour chaque centième (0,01) de l'indice en-deçà de -1. Par exemple pour un IMQ de -1,21, 21% de la part du Distributeur est remis à la clientèle.
- Si l'IMQ est inférieur ou égal à -2, la totalité de la part du Distributeur est remise à la clientèle. »

(iv) « [216] Le partage des gains de productivité est conditionnel à l'atteinte d'un pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service dont les seuils sont établis comme suit :

- La performance globale de Gazifère doit être au moins égale à 90 % pour que le partage des gains s'applique;
- Si la performance globale est entre 80 % et 90 %, Gazifère peut garder un pourcentage des gains selon la formule : performance globale réelle multipliée par la formule de partage des gains;
- Si la performance globale est en dessous de 80 %, les clients obtiennent 100 % des gains de productivité.

**[217] La Régie est d'avis que les cinq indicateurs de qualité doivent être reconduits. Cependant, elle demande certaines améliorations qui sont décrites dans les paragraphes qui suivent.**

[218] Dans certains cas, les indicateurs de qualité peuvent prendre une valeur qui excède 100 %. La Régie estime que cette situation peut causer un biais à l'indice de performance globale. **Pour cette raison, la Régie limite la valeur de chacun des indicateurs à 100 % au maximum et le poids de chacun à 20 % au maximum.** Ainsi, les indicateurs qui pourraient, par leur définition, prendre une valeur qui excède 100 %, seront plafonnés à 100 % pour le prochain terme du mécanisme. » [nous conservons le texte en gras tel qu'il se trouve dans la décision]

**Demandes :**

14.1 Sous l'hypothèse que les indicateurs au MTÉR du Distributeur soient liés par une approche similaire à celle décrite en (iv), veuillez expliquer comment le mécanisme proposé en (ii) et (iii) s'y apparente

**Réponse :**

1           **Sous l'impératif d'utiliser les indicateurs actuellement intégrés dans le suivi**  
2           **de ses opérations, le Distributeur a proposé une méthode de calcul d'un**  
3           **indice composite de performance global qui, quoique différente de la méthode**  
4           **de Gazifère, s'y apparente, car répondant à l'ensemble des critères énumérés**  
5           **à la référence (i). En effet, le Distributeur ayant choisi de recourir aux résultats**  
6           **des indicateurs comme actuellement suivi par la Régie, c'est-à-dire, à**  
7           **l'exception d'un seul, non exprimés en pourcentage, le mode de calcul de**  
8           **réalisation des indices de Gazifère se voyait inapplicable. Le Distributeur a**  
9           **donc pallié cet aspect par l'emploi d'une méthode pouvant combiner des**  
10           **indicateurs ayant des niveaux, des dispersions, des unités et des échelles de**  
11           **mesure différentes. C'est ainsi qu'il a eu recours à une uniformisation**  
12           **préalable des indicateurs et à l'établissement d'un score de performance**  
13           **global basé sur la moyenne des écarts entre chacun des indicateurs et leur**  
14           **moyennes respectives.**

14.2 En vous référant à l'item « a ) » de la référence (i), veuillez expliciter l'affirmation suivante « *Définition d'une cible pour chaque indicateur, basée notamment, sur l'historique des résultats de cet indicateur. Ces cibles devront tenir compte de*

*l'arbitrage nécessaire entre les résultats de chaque indicateur et les coûts requis pour les atteindre. ».*

**Réponse :**

1            **Le Distributeur est d'avis que le maintien de la qualité de service ne peut être**  
2            **évalué qu'à l'aide d'une référence historique. L'objectif de la liaison des**  
3            **indicateurs de qualité de service au MTÉR est de s'assurer que les gains**  
4            **d'efficience ne soient réalisés au détriment de la sécurité du réseau ou du**  
5            **service à la clientèle. Or il est nécessaire de faire un constat sur la qualité du**  
6            **service offert avant la réalisation de ces gains d'efficience pour conclure s'il y**  
7            **a maintien ou non.**

8            **Comme le MTÉR et sa liaison ont recours à des indicateurs précis pour faire le**  
9            **suivi de la qualité du service, la mesure de la variation ou de l'évolution de**  
10           **cette qualité a nécessairement une référence ancrée dans l'historique de ces**  
11           **indicateurs. La moyenne historique constitue le meilleur outil disponible pour**  
12           **évaluer la prestation historique puisqu'elle est simple et objective. À cet**  
13           **égard, le Distributeur note que plusieurs intervenants appuient le recours aux**  
14           **cibles ainsi établies, ainsi qu'à la notion même de moyenne :**

15           **Une moyenne sur quelques années devrait être utilisée pour éviter**  
16           **que les indicateurs ne soient trop sensibles aux événements de force**  
17           **majeure ainsi qu'au délai entre l'implantation des mesures**  
18           **d'efficience et les résultats. [R-3842-2013, Pièce C-OC-0024, p. 11.]**

19           **En ce qui a trait à la notion d'arbitrage référée en (i), elle signifie simplement**  
20           **qu'il existe un lien entre les niveaux de qualité atteints et les ressources qui y**  
21           **sont consacrées. Le Distributeur est d'avis que le recours à des moyennes**  
22           **historiques, dans le contexte de l'application de la formule d'indexation**  
23           **prévue par son MRI, tient compte de cette réalité.**

14.3 En vous référant à l'item « a ) » de la référence (i), veuillez indiquer si le sens de cette affirmation permet de comprendre que la proposition n'exclut pas le recours à des critères autres que l'historique pour la détermination des cibles.

**Réponse :**

24           **Voir la réponse à la question 14.2.**

**Productivité multifactorielle (PMF)**

- 15. Références :**
- (i) Pièce [B-0053](#), p. 16 et 17 ;
  - (ii) Pièce [C- AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 21 et 22;
  - (iii) Pièce [C-OC-0009](#), p. 16 et 17;
  - (iv) Décision [D-2017-043](#), p. 43.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur présente au tableau 3 le calendrier estimatif pour la réalisation de l'étude PMF [productivité multifactorielle]. Le Distributeur prévoit terminer le processus de sélection de l'expert dans le courant du 1<sup>er</sup> trimestre de 2019. Une fois cette étape complétée, et à la suite des recommandations de l'expert, le Distributeur pourra présenter la méthodologie retenue pour la réalisation de l'étude PMF, probablement au cours du 2<sup>e</sup> trimestre de 2019. Le cas échéant, les résultats de l'étude PMF pourraient être déposés dès le 2<sup>e</sup> trimestre de 2020. »

**TABLEAU 3 :**  
**ÉTUDE DE PRODUCTIVITÉ MULTIFACTORIELLE -**  
**ÉCHÉANCIER DU DISTRIBUTEUR**

Actions requises	Échéancier
<b>2018</b>	
Dépôt de l'échéancier - Dossier tarifaire 2019-2020	27 juillet
Appel de propositions pour le choix de l'expert	4 <sup>e</sup> trimestre
<b>2019</b>	
Sélection de l'expert suite à l'appel de propositions	1 <sup>er</sup> trimestre
Élaboration de la méthodologie de l'étude PMF <ul style="list-style-type: none"> <li>- Proposition de l'expert et appropriation par le Distributeur</li> <li>- Présentation à la Régie</li> </ul>	2 <sup>e</sup> trimestre
Début travaux de l'expert – étude de productivité multifactorielle	3 <sup>e</sup> trimestre
<b>2020</b>	
Fin des travaux de l'expert et appropriation des résultats par le Distributeur	1 <sup>er</sup> trimestre
Dépôt de l'étude de productivité multifactorielle à la Régie	2 <sup>e</sup> trimestre

(ii) Dans sa preuve, PEG est d'avis que :

« We believe that the study should consider alternative productivity measurement methodologies and sample periods and thoroughly discuss their pros and cons. Productivity

trends in the use of CNE and capital inputs should be considered as well as the trend in multifactor productivity. Productivity trends of HQD should be measured as well as productivity trends of other utilities. Hydro One's recent evidence in proceedings considering MRIs for its transmission and distribution services included estimates of its own productivity trends as well as industry trends. We also believe that HQD should be required to file a statistical cost benchmarking study of its cost level. This could be an econometric benchmarking study like those which Hydro One and Toronto Hydro-Electric file in Ontario MRI proceedings.

Note, finally, that when HQD submits its proposed methodology intervenors should have the opportunity to comment on the proposal. This commentary should aid the Régie as it considers an appropriate response. »

(iii) « OC réitère ses commentaires formulés à l'égard de l'étude PMF du Transporteur dans le dossier R-4058-2018. OC est d'avis que le dépôt de la méthodologie au présent dossier aurait permis aux intervenants et à la Régie de commenter les choix méthodologiques, d'éviter de futurs débats et donc d'alléger le processus réglementaire. OC recommande à la Régie, à l'instar de PEG, de permettre aux intervenants de commenter la méthodologie qui sera présentée par le Distributeur au deuxième trimestre de 2019. »

(iv) « [165] Néanmoins, bien que le jugement de la Régie demeure nécessaire dans la détermination du Facteur X, ce jugement doit s'appuyer sur des études contemporaines. Afin de déterminer s'il y a eu des modifications à l'échelle de l'industrie depuis les dernières années, la Régie est d'avis que la réalisation d'une étude PMF pour déterminer la valeur du Facteur X est opportune. Cette étude devra être réalisée à l'intérieur des premières années d'application du MRI du Distributeur pour une application possible du résultat lors de la dernière année du MRI. »

#### **Demandes :**

15.1 Veuillez commenter la recommandation de PEG et d'OC de permettre aux intervenants de commenter la méthodologie qui sera présentée par le Distributeur à la Régie au deuxième trimestre de 2019.

#### **Réponse :**

1 **Comme indiqué en réponse à la question 11.1 de la demande de**  
2 **renseignements n° 1 de OC à la pièce HQD-14, document 8.1 (B-0074), il s'agit**  
3 **de la réalisation de l'étude PMF du Distributeur. La présentation de la**  
4 **méthodologie qui sera retenue se veut donc à titre informatif uniquement.**

5 **Par ailleurs, l'échéancier proposé en référence (i) ne peut souffrir de délai aux**  
6 **diverses étapes qui précèdent le début des travaux de l'expert au troisième**  
7 **trimestre de 2019. De tels délais à ces étapes mettraient à risque un dépôt de**  
8 **l'étude au plus tard le 31 mai 2020.**

15.2 Veuillez indiquer si le Distributeur pourra déposer l'étude PMF, au plus tard le 31 mai 2020. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 15.1.**

**Rapport annuel 2019**

- 16. Références :** (i) Pièce [B-0062](#), p. 58 à 60;  
(ii) Pièce [C- AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 22.

**Préambule :**

- (i) En réponse à une DDR, le Distributeur indique que :

*« Le Distributeur n'entend pas déposer dans son rapport annuel 2019 les composantes détaillées de la base de tarification et celles des revenus requis faisant partie de la formule d'indexation.*

[...]

*Dans ce contexte, le Distributeur prévoit déposer le montant global des coûts réels couverts par la formule d'indexation, ce montant étant comparé au montant global de la formule d'indexation qui sera autorisée. De la même façon, le Distributeur entend déposer seulement le montant total de la base de tarification réelle puisque celle-ci sert à déterminer l'écart de rendement à remettre à la clientèle selon le MTÉR. »*

- (ii) Dans sa preuve, PEG est d'avis que :

*« HQD should in any event continue to file detailed data on its costs during the MRI. A well-managed company would want to monitor its itemized costs, and consumers and Regie staff also have a interest in these data. Provincial law has, after all, called for a regulatory system that encourages performance improvement and these data can be useful in monitoring the extent and nature of improvements. Distributors in the United States and Ontario are required to file detailed cost data annually whether or not they operate under an MRI. The Ontario Energy Board is in the process of joining its peers in Australia and Britain by developing a capability to benchmark itemized costs. »*

**Demandes :**

16.1 Veuillez indiquer comment la Régie peut apprécier le montant de l'excédent de rendement à partager sans les composantes détaillées de la base de tarification et celles des revenus requis. Veuillez justifier.

**Réponse :**

2 **L'excédent de rendement pour une année donnée correspondant à l'écart**  
3 **entre les données prévisionnelles utilisées dans l'établissement des tarifs et**  
4 **les données réelles. Le Distributeur réitère que l'analyse de données**  
5 **réelles-réelles ne peut être pertinente pour apprécier le montant de l'excédent**

1 **de rendement à partager.** De plus, une analyse comparative des données  
2 réelles détaillées avec le montant global autorisé issu de la formule  
3 d'indexation ne peut non plus être concluante quant aux sources des écarts  
4 de rendement.

5 Le Distributeur tient à souligner qu'il a démontré maintes fois sa bonne  
6 gestion et que, par conséquent, il ne peut que s'inscrire en faux à l'affirmation  
7 suivante de PEG : « *A well-managed company would want to monitor its*  
8 *itemized costs...* ». Par ailleurs, il est important de rappeler qu'un des objectifs  
9 de l'implantation du MRI est l'allégement réglementaire. Ainsi, comme  
10 expliqué en réponse à la question 3.1, le Distributeur est d'avis que l'analyse  
11 de données réelles-réelles contrevient clairement aux notions de vision  
12 d'ensemble et de compensation possible entre les divers éléments inclus  
13 dans la formule d'indexation, deux notions à la base de l'allégement  
14 réglementaire.

16.2 Veuillez commenter le fait que les données détaillées fournies, annuellement, dans les rapports annuels 2019 et suivants seront utiles pour l'examen du « *rebasings* » au dossier tarifaire 2021.

**Réponse :**

15 Le Distributeur est d'avis que l'examen détaillé des coûts couverts par la  
16 formule d'indexation sera utile aux fins de l'examen du *rebasings*, mais il  
17 considère que cet examen devrait se faire dans le cadre du dossier tarifaire  
18 qui sera déposé en 2021 pour établir les revenus requis de l'année du  
19 *rebasings 2022*.

**Question à Concentric**

16.3 Veuillez déposer une étude de balisage, si disponible, et/ou commenter sur le dépôt d'information détaillée dans le rapport annuel 2019 dans le cadre d'un MRI (référence (i)), en s'appuyant sur l'expérience des autres organismes de réglementation canadiens/ou américains.

**Réponse de Concentric :**

20 **Concentric agrees that all utilities maintain accounting records that provide**  
21 **cost information according to a regulatory system of accounts. This**  
22 **information is always available to the regulator upon request.**

23 **Furthermore, it is also our understanding that annual PBR “compliance”**  
24 **filings, made in the second and subsequent years of a PBR plan provide a**  
25 **level of detail required to calculate new rates. This will include annual cost**  
26 **data for items that are subject to a Y-factor. However, it will not include line-**

1 by-line cost data for categories of costs that are covered by the I-X formula.  
2 This is consistent with the fundamental purposes of a PBR plan to break the  
3 link between revenues and costs and to provide the utility with the flexibility  
4 to pursue efficiencies where they make the most sense. A line-by-line  
5 reporting of costs has the potential to invite inquiries regarding the  
6 “monitoring the extent and nature of improvements” as stated by PEG,  
7 representing precisely the type of micromanagement that PBR is intended to  
8 replace.

### PRÉVISION DES VENTES

17. **Références :** (i) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0049](#), p. 15;  
(ii) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0049](#), p. 8;  
(iii) Pièce [B-0094](#), p. 27 et 28.

#### Préambule :

- (i) Dans le dossier R-4045-2018, le Distributeur indique que :

« L'impact potentiel favorable de 56 M\$ sur les revenus requis de 2019 s'explique, d'une part, par des ventes additionnelles de près de 4,2 TWh correspondant à des revenus supplémentaires estimés à 204 M\$ et, d'autre part, par des achats supplémentaires liés à ces ventes, lesquels sont estimés à 148 M\$, incluant l'ajustement des contrats spéciaux.

Voici les hypothèses retenues aux fins du calcul de l'impact sur le revenu requis :

- ajout à la marge de ventes additionnelles pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs de 4,2 TWh ;
- effacement de 95 % pour cet usage durant les 300 pointes horaires les plus fortes du Distributeur ;
- aucune majoration du revenu unitaire pour les ventes additionnelles.

Le Distributeur rappelle que l'impact potentiel de 56 M\$, à la marge de l'année témoin 2019, est à titre illustratif. » [nous soulignons]

- (ii) Dans le dossier R-4045-2018, le Distributeur indique également que :

« Le Distributeur prévoit octroyer un bloc de 300 MW en sus du potentiel de puissance déjà attribué aux réseaux municipaux<sup>1</sup> pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sous réserve de l'information attendue invoquée en réponse à la question 2.1. Le Distributeur considère donc une charge de 158 MW pour les abonnements existants, 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux et 300 MW pour le nouveau bloc qui sera attribué au moyen de l'appel de propositions. Toutes les charges seront interruptibles, à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures. »

- (iii) Dans le présent dossier, DDR no 2, question 11.4 :



« Advenant le cas où la Régie autorisait la Demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage de cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (dossier R-4045-2018), tel que proposée par le Distributeur (référence (iv)), veuillez estimer l'impact sur les revenus requis de l'année témoin 2019, par composante. Veuillez indiquer les données en GWh et en M\$ par catégorie de consommateurs. Veuillez distinguer les données déjà prise en compte dans le présent dossier et celles non prises en compte.

Réponse :

Advenant le cas où la Régie autorisait la Demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage de cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (dossier R-4045-2018), le Distributeur ne prévoit pas que des quantités additionnelles se concrétiseraient en 2019.

En effet, certains facteurs pourraient engendrer des délais dans la mise en service des projets, soit la date de décision au dossier R-4045-2018, le temps nécessaire au processus d'appel de propositions, les délais de raccordement pour les projets retenus ainsi que l'établissement du prix pour les abonnements existants prévu en phase 3 du dossier R-4045-2018. »

**Demandes :**

**La Régie réitère sa demande :**

17.1 Veuillez commenter la possibilité de prévoir un certain montant de revenus nets des achats d'électricité relatif à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs dans les revenus requis 2019, provenant notamment de 158 MW pour les abonnements existants, et de 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux.

Réponse :

1 **Le Distributeur tient à rappeler que, du bloc de 158 MW pour les abonnements**  
2 **existants, la prévision de l'année témoin 2019 inclut déjà une quantité de**  
3 **110 MW<sup>9</sup>. Pour atteindre le niveau inclus dans la prévision, cet usage devra**  
4 **montrer une croissance importante par rapport au niveau connu à ce jour.**  
5 **Ainsi, le Distributeur juge que les quantités intégrées sont appropriées pour**  
6 **l'année témoin 2019. Par conséquent, aucun montant additionnel de revenus**  
7 **nets des achats n'est à prévoir, et ce, quelle que soit l'issue du dossier**  
8 **R-4045-2018. Pour le détail des volumes d'énergie et des montants inclus, voir**  
9 **la réponse à la question 11.1 de la demande de renseignement n° 2 de la Régie**  
10 **à la pièce HQD-14, document 1.2 (B-0094).**

11 **Pour ce qui est du bloc de 210 MW associé aux clients existants des réseaux**  
12 **municipaux, le Distributeur juge qu'il serait hasardeux de prévoir un montant**  
13 **de revenus nets des achats. Tel qu'il est précisé dans la réponse du**

<sup>9</sup> Voir la réponse à la question 27.2 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-14, document 2 (B-0066).

1 Distributeur citée à la référence (iii), plusieurs facteurs influenceront l'impact  
2 sur les revenus requis, notamment le résultat du processus d'appel de  
3 propositions et le prix applicable aux abonnements existants. Ces éléments  
4 feront l'objet de la phase 3 du dossier R-4045-2018. De plus, l'industrie de  
5 l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs est émergente et en  
6 constante évolution. Dans ce contexte, il existe une incertitude quant à la  
7 concrétisation des ventes attribuables à cet usage.

8 Pour les clients du bloc de 300 MW couvert par l'appel de propositions, le  
9 Distributeur ne prévoit pas d'impact sur les revenus requis en 2019. Le  
10 Distributeur est d'avis que les facteurs énoncés à sa réponse citée à la  
11 référence (iii) ne permettront pas la mise en service de nouveaux clients avant  
12 l'horizon 2020.

13 Enfin, le Distributeur tient à rappeler que l'impact potentiel favorable de 56 M\$  
14 présenté à la référence (i) constituait un scénario hypothétique visant à  
15 estimer l'impact d'un bloc de 500 MW sur une année témoin. À titre illustratif  
16 seulement, le Distributeur s'est servi de l'année témoin 2019 pour simuler un  
17 impact à la marge en faisant l'hypothèse d'une présence sur toute une année.  
18 En aucun cas le Distributeur n'anticipe que l'impact potentiel favorable de  
19 56 M\$ se concrétisera en 2019, comme il l'a clairement indiqué à sa réponse à  
20 la question 11.3 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce  
21 HQD-14, document 1.2 (B-0094).

- 17.2 Veuillez estimer l'impact annuel sur les revenus requis, par composante, pour les charges suivantes :
- 158 MW pour les abonnements existants;
  - 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux; et
- Veuillez indiquer également les données en GWh et en M\$ par catégorie de consommateurs.

**Réponse :**

22 **Voir la réponse à la question 17.1.**

- 17.3 Advenant le cas où la Régie autorisait la *Demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage de cryptographique appliqué aux chaîne de blocs* (dossier R-4045-2018), tel que proposée par le Distributeur (référence (ii)), veuillez estimer l'impact annuel sur les revenus requis, par composante, pour les charges de 300 MW relatif au nouveau bloc qui serait attribué au moyen de l'appel de propositions.  
Veuillez indiquer également les données en GWh et en M\$ par catégorie de consommateurs.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 17.1.

**TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DU CAPITAL**

18. Références : (i) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0017](#), p. 27;  
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 9.

Préambule :

(i)

**TABLEAU D-1 :**  
**PRÉVISION DES VARIABLES ÉCONOMIQUES 2017 ET 2018**

	Historique <sup>1</sup>	Prévisions <sup>2</sup>			
	2016	Août 2017 Horizon 3 mois	Mai 2018 Horizon 12 mois	2017	2018
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	0,895%	0,913%	1,214%	0,941%	1,186%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	0,900%	0,926%	1,228%	0,959%	1,200%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,496%	0,510%	0,812%	0,534%	0,784%
Bons du Trésor américains - 3 mois	0,322%	1,081%	1,588%	0,950%	1,541%
Taux LIBOR américain - 3 mois	0,697%	1,488%	1,995%	1,339%	1,948%
Taux LIBOR américain - 6 mois	1,015%	1,816%	2,323%	1,646%	2,276%
Taux des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	0,985%	1,473%	1,843%	1,362%	1,808%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,349%	1,849%	2,219%	1,758%	2,185%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	1,257%	1,798%	2,168%	1,749%	2,134%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,963%	3,384%	3,754%	3,292%	3,720%

<sup>1</sup> Les données historiques sont tirées de Bloomberg.

<sup>2</sup> Les prévisions sont établies à partir du *Consensus Forecasts*, Consensus Economics Inc., mai 2017.

(ii)

**TABLEAU 5 :**  
**PRÉVISIONS DES VARIABLES ÉCONOMIQUES 2018 ET 2019**

	2017 Année historique <sup>1</sup>	2018 Année de base <sup>2</sup>	2019 Année témoin <sup>2</sup>
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	1,114%	1,819%	2,453%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	1,177%	1,912%	2,542%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,713%	1,392%	2,044%
Bons du Trésor américains - 3 mois	0,951%	1,934%	2,596%
Taux LIBOR américain - 3 mois	1,224%	2,317%	2,894%
Taux LIBOR américain - 6 mois	1,432%	2,483%	3,062%
Taux des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,475%	2,249%	2,600%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,841%	2,547%	2,913%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	1,803%	2,394%	2,801%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	3,054%	3,321%	3,820%

<sup>1</sup> Les données historiques sont tirées de Bloomberg.

<sup>2</sup> Les prévisions sont établies à partir du *Consensus Forecasts*, Consensus Economics Inc, Mai 2018.

**Demande :**

18.1 Veuillez déposer une nouvelle version du Tableau 5 du préambule (ii) incorporant les prévisions sur un horizon de 3 et 12 mois, telles que présentées au tableau du préambule (i).

**Réponse :**

1 **Le Distributeur présente au tableau R-18.1 la nouvelle version du tableau 5**  
2 **selon le format demandé.**

**TABLEAU R-18.1 :**  
**PRÉVISIONS DES VARIABLES ÉCONOMIQUES 2018 ET 2019 AVEC HORIZONS 3 ET 12 MOIS**

	2017 Année historique <sup>1</sup>	2018			2019 Année témoin <sup>2</sup>
		Août 2018 Horizon 3 mois	Mai 2019 Horizon 12 mois	Année de base <sup>2</sup>	
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	1,114%	1,884%	2,511%	1,819%	2,453%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	1,177%	1,973%	2,600%	1,912%	2,542%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,713%	1,475%	2,102%	1,392%	2,044%
Bons du Trésor américains - 3 mois	0,951%	2,022%	2,654%	1,934%	2,596%
Taux LIBOR américain - 3 mois	1,224%	2,320%	2,953%	2,317%	2,894%
Taux LIBOR américain - 6 mois	1,432%	2,488%	3,121%	2,483%	3,062%
Taux des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,475%	2,247%	2,636%	2,249%	2,600%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,841%	2,561%	2,949%	2,547%	2,913%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	1,803%	2,449%	2,837%	2,394%	2,801%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	3,054%	3,468%	3,856%	3,321%	3,820%

<sup>1</sup> Les données historiques sont tirées de Bloomberg.

<sup>2</sup> Les prévisions sont établies à partir du Consensus Forecasts, Consensus Economics Inc, Mai 2018.

**APPROVISIONNEMENTS**

- 19. Références :**
- (i) Dossier R-3986-2016, pièce [B-0009](#), p. 51;
  - (ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 23 et 24;
  - (iii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 25 et 26;
  - (iv) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 17 et 18;
  - (v) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 20.

**Préambule :**

(i) « La capacité d'importation en énergie de l'interconnexion NE-HQT est établie à 2 000 MW. Par contre, l'interconnexion ne peut être utilisée en mode import lorsque le poste de la Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A au bénéfice la charge locale. Il s'agit de la configuration la plus fréquente durant les heures de forte consommation au Québec. Dans ce cas, la seule possibilité pour importer de l'énergie au moyen de cette interconnexion consiste à compenser des exportations vers le réseau voisin. »

(ii) « On peut constater que le Distributeur a tendance à sous-estimer ses besoins en achats d'énergie court terme. Sur la période de 10 ans entre 2008 et 2017, l'historique a été plus du triple de la prévision de l'année témoin (+318 %). Le tableau montre aussi que la tendance à la sous-estimation se poursuit en 2018. Une telle sous-estimation peut avoir des effets indésirables sur l'analyse de rentabilité de certains programmes ou tarifs comme, par exemple, le tarif de développement économique ou encore le tarif pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

[...]

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier sa méthode de prévision des approvisionnements, incluant les achats d'énergie de court terme, en calculant des espérances basées sur les 329 simulations horaires d'un hiver représentant les variations horaires des besoins en fonction des conditions climatiques observées sur la période historique 1971 à 2017. » [références omises]

(iii) « [...] l'AHQ-ARQ conclut que le recours exceptionnel à l'entente globale cadre en 2017 résulte d'erreurs du fournisseur de données du Distributeur qui ne devraient pas être imputées à la clientèle du Distributeur.

L'AHQ-ARQ est d'avis que le problème découle d'un manque de contrôle du Distributeur dans les produits livrés par son fournisseur et d'un manque de contrôle de ce fournisseur dans ses systèmes informatiques.

[...]

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître un montant de 5,6 M\$ du recours à l'entente globale cadre pour 2017 étant donné une erreur dans un fichier opérationnel sous le contrôle du Distributeur et de son fournisseur. »

(iv) « À défaut de connaître la méthode de calcul détaillée de la prévision du taux de pertes de distribution et de transport de 7,4 %, l'AHQ-ARQ constate quand même que celle-ci est basée sur une prévision du taux de pertes de transport de 6,1 % dans la cause tarifaire du Transporteur déposée le 27 juillet 2018. Le Transporteur indiquait alors que ce taux était sujet à confirmation à l'automne. Le 31 octobre dernier, le Transporteur a indiqué que le taux de pertes de transport pour 2019 était plutôt de 5,4 %, soit 0,7 point de pourcentage de moins que la prévision précédente.

Appliqué sur une consommation à approvisionner de 173,4 TWh, cette réduction des pertes de 0,7 % représente une réduction des besoins de 1,2 TWh pour l'année témoin 2019.

Pour tenir compte de la baisse de la prévision des pertes de transport pour 2019, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie, à défaut de meilleure preuve, de demander au Distributeur de baisser sa prévision des besoins en énergie de 1,2 TWh pour l'année témoin 2019, pour se situer à 185,0 TWh, et d'apporter une baisse correspondante aux prévisions en puissance des pointes des hivers 2018-2019 et 2019-2020. » [références omises]

(v) « L'AHQ-ARQ a analysé les écarts de prévision en puissance sur une période de 10 ans pour une prévision faite au début de l'hiver pour des fins de détermination des achats de puissance pour la prochaine pointe.

[...] l'erreur de prévision en puissance est très faible pour les dix dernières pointes, soit de l'ordre de 123 MW en valeur absolue.

Étant donné les bons résultats de la prévision en puissance un an d'avance ou encore quelques mois à l'avance, l'AHQ-ARQ comprend mal que l'écart-type de l'aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver soit de 630 MW pour la pointe de l'hiver 2018-2019.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de réévaluer à la baisse l'aléa sur la demande prévue sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver, lors de l'évaluation de la réserve requise à chaque mois de novembre précédant le début de l'hiver. »

**Demandes :**

- 19.1 La Régie comprend que la seule possibilité pour importer de l'énergie auprès du marché de la Nouvelle-Angleterre, en période de pointe et alors que l'interconnexion NE-HQT ne peut être utilisée en mode import, consiste à compenser des exportations vers le réseau voisin (référence (i)).

En pareil contexte, veuillez élaborer sur le processus transactionnel ainsi que sur les prix payés par le Distributeur pour l'énergie provenant de la compensation des exportations vers le réseau de la Nouvelle-Angleterre. Veuillez également indiquer comment ces approvisionnements sont présentés dans les suivis des activités d'achat du Distributeur.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur peut compenser les ventes sur le réseau de la Nouvelle-**  
2            **Angleterre (NE) en effectuant un achat sur la bourse de ce marché spécifiant**  
3            **une livraison au point HQT. Pour ce faire, le Distributeur doit pouvoir**  
4            **sécuriser le transport nécessaire sur le réseau de TransÉnergie, celui-ci est**  
5            **variable en fonction des contraintes et de la configuration du réseau. Ainsi, le**  
6            **Distributeur paie le prix obtenu sur le marché de NE (DAM ou RT) plus les**  
7            **frais de transport et les frais de courtage. À cela s'ajoute le prix des émissions**  
8            **de GES dans le cadre du SPEDE.**

9            **Cette façon de faire permet au Distributeur de retenir des volumes d'énergie**  
10           **qui doivent transiter dans la zone de contrôle du Québec vers le marché de**  
11           **NE, tout en respectant les contraintes du réseau principal et en assurant les**  
12           **engagements des fournisseurs qui vendent des volumes d'énergie sur ce**  
13           **marché.**

14           **Quant au suivi des activités d'achat du Distributeur, ceux-ci figurent comme**  
15           **des achats en bourse sur le marché de la Nouvelle-Angleterre.**

- 19.2 Veuillez commenter l'analyse de l'AHQ-ARQ qui suggère que le Distributeur a tendance à sous-estimer les achats de court terme (référence (ii)).

Réponse :

1 Le Distributeur rappelle que le contexte de planification de long terme est  
2 différent de celui, opérationnel, qui mène aux achats réels.

3 En planification de long terme, les achats de court terme résultent d'une  
4 adéquation entre les besoins et les moyens d'approvisionnement, à  
5 conditions climatiques normales, en considérant les besoins prévus pour  
6 toutes les heures de l'année, sans tenir compte du contexte évolutif de la  
7 gestion opérationnelle.

8 En effet, les achats réellement effectués sont plutôt établis en considérant les  
9 conditions des marchés et du réseau, ainsi que la disponibilité réelle des  
10 approvisionnements et des interconnexions. De plus, dans sa gestion  
11 opérationnelle des approvisionnements, le Distributeur tient compte de la  
12 gestion des risques, des aléas climatiques et de l'historique des besoins et  
13 des approvisionnements depuis le début de l'année.

14 Ainsi, contrairement à l'affirmation de l'AHQ-ARQ selon laquelle les achats  
15 réels sont supérieurs à ceux prévus principalement en raison de l'utilisation  
16 d'un scénario déterministe, le Distributeur considère que l'ensemble des  
17 éléments cités plus haut expliquent davantage ces écarts.

18 L'utilisation d'un scénario déterministe de prévision de la demande, dont  
19 l'énergie annuelle et mensuelle correspond à la moyenne de l'énergie des  
20 329 simulations, est donc tout à fait justifiée pour la planification de long  
21 terme des approvisionnements.

22 Le Distributeur ne considère pas que les achats d'énergie annuels qui  
23 résulteraient d'une analyse basée sur l'espérance des achats des  
24 329 simulations horaires seraient plus adéquats que ceux établis à partir d'un  
25 scénario déterministe. Tant dans une analyse stochastique que dans une  
26 analyse déterministe, les besoins annuels totaux seraient les mêmes, puisque  
27 la planification est établie à conditions climatiques normales.

28 Ainsi, l'utilisation de 329 simulations horaires aurait peu de valeur ajoutée  
29 pour déterminer le scénario de référence des approvisionnements, en plus  
30 d'alourdir considérablement le processus de planification.

- 19.3 Veuillez commenter la recommandation de l'AHQ-ARQ de privilégier une méthode de prévision des approvisionnements, incluant les achats d'énergie de court terme, basée sur le calcul « *des espérances basées sur les 329 simulations horaires d'un hiver représentant les variations horaires des besoins en fonction des conditions climatiques observées sur la période historique 1971 à 2017* » (référence (ii)).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 19.2.**

19.4 Veuillez commenter l'affirmation de l'AHQ-ARQ en référence (iii), notamment en ce qui a trait à la valeur estimée de l'impact du coût de l'entente globale cadre de 2017 causé par l'erreur dans le fichier opérationnel du Distributeur.

Réponse :

2 **Le Distributeur est en désaccord avec l'impact calculé par l'AHQ-ARQ. Il tient**  
3 **d'abord à préciser que l'énergie approvisionnée au moyen de l'entente globale**  
4 **cadre, soit 50,7 GWh comptant pour 5,7 M\$, a été consommée au-delà de**  
5 **l'électricité patrimoniale disponible afin d'alimenter sa clientèle. Si cette**  
6 **énergie n'avait pas été acquise par l'entente globale cadre, des achats**  
7 **d'électricité auraient été nécessaires, lesquels auraient été inclus dans les**  
8 **coûts d'approvisionnement du Distributeur.**

9 **En faisant l'hypothèse que la totalité des dépassements réguliers de l'année**  
10 **2017<sup>10</sup> était évitable (donc 47,8 GWh sur 50,7 GWh) et aurait pu être acquise au**  
11 **coût moyen des achats de court terme pour la même année, l'impact estimé**  
12 **est beaucoup plus faible. Cette valeur serait estimée à environ 160 k\$ et non**  
13 **5,7 M\$, soit l'écart entre le coût prévu à l'entente globale cadre (103,4 \$/MWh)**  
14 **et le coût moyen des achats de court terme de 2017 (100 \$/MWh<sup>11</sup>), appliqué**  
15 **au volume de 47,8 GWh.**

16 **Par ailleurs, des validations des données quotidiennes et mensuelles sont**  
17 **effectuées par le Transporteur en amont de la conciliation annuelle et, malgré**  
18 **le processus en place, celles-ci n'ont pas permis de corriger le problème**  
19 **avant l'officialisation annuelle effectuée après la fin de l'année.**

20 **Le Distributeur valide les besoins réguliers du Distributeur auprès du**  
21 **Transporteur dans l'élaboration des stratégies d'approvisionnement tout au**  
22 **long de l'année. Il n'y a donc pas eu un manque de contrôle des données**  
23 **reçues.**

19.5 Veuillez valider l'affirmation de l'AHQ-ARQ en référence (iv) à l'effet que le Transporteur aurait révisé le taux de perte depuis le dépôt de la preuve du présent dossier tarifaire. Veuillez également confirmer l'impact de cette révision sur les besoins du Distributeur ainsi que sur le coût des approvisionnements en énergie et en puissance pour l'année témoin.

---

<sup>10</sup> Relevé des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2017, suivi de la décision D-2016-143, tableau 1.

<sup>11</sup> Pièce HQD-6, document 1 (B-0017), tableau 7.



Réponse :

1 Les impacts de la révision du taux de pertes du Transporteur sur les années  
2 2015 à 2017 sont décrits à la réponse à la question 1.6 de la demande de  
3 renseignement n° 3 de la Régie (pièce HQD-14, document 1.3 [B-0100]).

4 Ainsi, bien que le Transporteur ait diminué le taux de pertes de transport à  
5 l'année témoin 2019, cela ne résulte pas en une baisse équivalente du taux de  
6 pertes globales prévu pour l'année 2019. Au contraire, ce dernier devrait être  
7 revu à la hausse d'environ 0,1 %. L'impact sur les besoins en énergie prévus  
8 pour l'année 2019 est de l'ordre de +160 GWh, ce qui représente une hausse  
9 des coûts d'approvisionnement d'environ 5 M\$.

10 Comme indiqué à la réponse à la question 1.6 de la demande de  
11 renseignement n°3 de la Régie, le Distributeur ne juge pas nécessaire de  
12 revoir la prévision des besoins et des coûts d'approvisionnement uniquement  
13 en raison de la révision historique des taux de pertes globales. Le Distributeur  
14 tient à réitérer que la prévision est soumise à des aléas plus importants que  
15 l'écart qui pourrait découler de la modification des taux de pertes globales. De  
16 surcroît, cette mise à jour des statistiques de besoins du Distributeur n'a  
17 pratiquement aucun impact sur la prévision des besoins en puissance à la  
18 pointe d'hiver 2018-2019. Ceci provient du fait que les révisions par le  
19 Transporteur des statistiques de besoins en puissance à la pointe d'hiver des  
20 années 2015 à 2017 sont moins importantes que celles des besoins en  
21 énergie.

19.6 Compte tenu de la bonne performance de la prévision des besoins en puissance ces dix dernières années, tel que le fait remarquer l'AHQ-ARQ (référence (v)), veuillez commenter la recommandation de l'intervenante de réévaluer à la baisse l'aléa sur la demande prévue sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver, lors de l'évaluation de la réserve requise à chaque mois de novembre précédant le début de l'hiver.

Réponse :

22 Le Distributeur tient à rappeler que l'aléa sur la demande prévue à conditions  
23 climatiques normales s'appuie sur une simulation Monte Carlo d'environ  
24 5 000 réalisations possibles des besoins prévus<sup>12</sup>. L'argument présenté par  
25 l'AHQ-ARQ en lien avec la bonne performance de la prévision des besoins en  
26 puissance depuis 10 ans s'appuie sur un échantillon limité en comparaison  
27 des milliers de simulations considérées pour quantifier l'aléa sur la demande  
28 prévue.

---

<sup>12</sup> Voir le dossier R-3648-2007, pièce HQD-1, document 2, annexe 2E, section 1.2 et le dossier R-3986-2016, pièce HQD-1, document 2.2 (B-0008), annexe 2B, section 1.2.

1 Le Distributeur améliore continuellement son évaluation du risque sur la  
2 prévision de la demande. Par exemple, dans le cadre de l'État d'avancement  
3 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, le Distributeur a effectué un  
4 raffinement méthodologique permettant de mieux mesurer l'incertitude  
5 applicable à la transposition énergie-puissance spécifique à la pointe d'hiver.  
6 Par rapport à l'État d'avancement 2017, le Distributeur a ainsi revu à la baisse  
7 de 80 MW l'aléa prévisionnel des besoins en puissance à conditions  
8 climatiques normales pour l'année témoin. Le Distributeur mentionne  
9 toutefois que cette baisse de l'aléa prévisionnel ne se traduit pas en une  
10 baisse équivalente de l'aléa global puisque celui-ci est une combinaison  
11 indépendante des aléas climatique et prévisionnel. En effet, pour un aléa  
12 climatique constant, une baisse de 80 MW de l'aléa prévisionnel entraîne une  
13 baisse de l'aléa global d'environ 30 MW. Le Distributeur tient à souligner que  
14 le calcul de la réserve s'appuie sur l'aléa global et non l'aléa sur la demande  
15 prévue à conditions climatiques normales.

## COÛTS ÉVITÉS

20. Références :
- (i) Pièce [B-0015](#), p. 9;
  - (ii) Pièce [C-RNCREQ-0017](#), p. 27;
  - (iii) Pièce [C-RNCREQ-0017](#), p. 18 et 19;
  - (iv) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 10 et 11;
  - (v) Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 63 et 64.

### Préambule :

- (i) « Différenciation pointe et hors pointe des marchés

*Afin de refléter, dans l'utilisation des coûts évités d'énergie de court terme, les conditions du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne, une différenciation entre les heures en pointe (de 6 h à 22 h tous les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures) est considérée. En utilisant une moyenne mobile sur 5 ans, cet écart des prix DAM, New York – Zone M (IMPORT) entre les heures de pointe et celles hors pointe est de 13,29 \$/MWh (ou 1,3 ¢/kWh), comme présenté au tableau 2. Cet écart est alors appliqué au 20 coût évité d'énergie.*

Tableau 2 : Comparaison des prix DAM, New-York – Zone M (import)  
Heures de pointe et heures hors pointe (annuel)

	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2013-2017
<b>\$ CAN / MWh</b>						
Pointe	42,26	61,64	39,36	28,59	30,87	40,54
Hors-pointe	31,62	39,77	25,46	18,71	20,71	27,25
Écart	10,63	21,87	13,90	9,89	10,16	13,29
Écart %	34%	55%	55%	53%	49%	49%

»

(ii) Extrait du mémoire du RNCREQ :  
« Tableau 7. Coût évité en énergie (court terme)

Facteur de différenciation	2017		2015			2014		
	Coûts évités (\$/MWh)	ratio	Coûts évités (\$/MWh)	ratio	Coûts évités (\$/MWh)	ratio	ratio	
Annuel	\$45.6		\$84.3			\$180.2		
Pointe/Hors pointe (NYISO)	\$53.3	\$38.6 38.1%	\$39.9	\$41.0 -2.7%	\$56.4	\$61.0 -7.5%		
Hiver/Hors hiver	\$53.7	\$40.7 31.9%	\$56.5	\$32.9 71.7%	\$115.7	\$32.1 260.4%		
Fine pointe (300h)/ autres heures	\$87.2	\$44.1 97.7%	\$87.9	\$38.7 127.1%	\$236.1	\$52.5 349.7%		

Ce tableau démontre que chacun des facteurs de différenciation permet effectivement de distinguer des périodes présentant des coûts évités moins grands d'une part, et plus grands de l'autre.

Ces données indiquent que le facteur de différenciation pointe/hors pointe, en faisant appel à la définition des « heures de pointe » utilisées dans le marché de New York, n'a peu ou pas de pertinence pour le Distributeur. Pour l'année 2017 (scénario de référence), il y a un écart de 38 % entre les coûts évités pour ces deux périodes. Toutefois, selon les données simulées de 2014 et 2015, les coûts évités auraient été même plus élevés en période hors pointe. Ces résultats suggèrent que toute coïncidence entre les heures de pointe (définition NYISO) et les heures de fort prix pour le Distributeur est fortuite. »

(iii) « Ainsi, le Distributeur semble reconnaître que les prix qu'il paye pour ses achats de court terme sont inévitablement plus élevés que la valeur qu'il retient comme coût évité en énergie en hiver. Le prochain tableau présente les estimations des coûts d'achats de court terme pour l'année témoin, comparés à ceux de l'année historique et de l'année de base. On constate que, pour l'année témoin, on prévoit seulement 2,7 M \$ en achats de court terme, comparé à 56,4 M \$ et 74,4 M \$ aux années 2017 et 2018, respectivement.

[...]

Ces observations mènent à la conclusion que les coûts évités en hiver, tels que présentés par le Distributeur, ne sont pas utiles en relation aux achats de court terme, principalement

*parce qu'ils s'appliquent à l'ensemble des heures de l'hiver, plutôt qu'aux heures critiques. Cela confirme les commentaires précités de la Régie à l'effet qu'une nouvelle approche aux coûts évités est requise. »*

(iv) « Même avec une année avec peu d'achats de court terme comme 2017, cette courbe montre bien que les prix varient considérablement au cours de l'année. Les données horaires n'étant disponibles que pour 2017, l'AHQ-ARQ ne peut produire les courbes des autres années.

*Ce genre de courbe montre que le signal de prix moyen de 41 \$/MWh ne tient pas la route et constitue probablement, de l'avis de l'AHQ-ARQ, la pire hypothèse que le Distributeur peut retenir. L'AHQ-ARQ n'accepte pas les explications du Distributeur et ses motifs justifiant de s'en tenir à un prix moyen sur l'ensemble de l'hiver.*

*L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de décrire une méthode de détermination et de fournir un signal de coût évité en énergie qui soit variable pour la période d'hiver. Une valeur différente doit être fournie pour chaque tranche d'utilisation de 100 heures et ces valeurs doivent être basées sur les prévisions et les patrons historiques observés. »*

(v) « Selon l'ACEF de Québec, si le Distributeur pondérait les résultats de coûts évités évalués selon différents scénarios de l'évolution de la demande et de la capacité d'importation d'électricité en période de pointe, il pourrait obtenir des signaux de coûts évités plus stables d'une année à l'autre.

[...]

*L'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie invite le Distributeur à explorer la possibilité de tenir compte de la variabilité de ses prévisions de la demande en puissance et en énergie et de sa capacité d'achat d'électricité en période de pointe dans son établissement des coûts évités et de lui rapporter les résultats dans le meilleur délai possible. »*

**Demandes :**

20.1 Veuillez commenter l'affirmation du RNCREQ à l'effet que la différenciation pointe/hors pointe, en faisant appel à la définition des « heures de pointe » utilisées dans le marché de New York (référence (i)), n'aurait peu ou pas de pertinence pour le Distributeur puisqu'il n'existerait pas de réelle corrélation entre ce facteur de différenciation et les heures de fort prix pour le Distributeur (référence (ii)).

**Réponse :**

1           **Comme mentionné en réponse à la question 10.1 du RNCREQ (pièce HQD-14,**  
2           **document 9 [B-0076]), une différenciation pointe et hors pointe est prise en**  
3           **compte dans le calcul de la répartition du coût évité en énergie par usages et**  
4           **catégories de consommateurs, afin de refléter les conditions du marché de**  
5           **référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne. Il s'agit donc d'un**  
6           **raffinement apporté au signal de coût évité en énergie.**

1 Dans les tableaux R-20.1-A et R-20.1-B, le Distributeur explique plus en détail  
2 comment il utilise le signal de pointe et hors pointe du marché de New York.  
3 Les données sont en dollars de 2017 et sont celles du dossier R-4011-2017  
4 pour fins de comparaisons avec le tableau de l'intervenant en référence (ii).

TABLEAU R-20.1-A :  
COÛT ÉVITÉ DE L'ÉNERGIE

Coût évité d'énergie d'hiver	5,18 ¢/kWh
Coût évité d'énergie hors hiver	2,89 ¢/kWh
Écart pointe et hors pointe*	1,23 ¢/kWh
heures de pointe	+0,61 ¢/kWh
heures hors pointe	-0,61 ¢/kWh

\* Sur la base de la méthode demandée par la Régie dans sa décision D-2011-028, paragraphe 69.

5 La moitié de l'écart de 1,23 ¢/kWh (soit +/- 0,61 ¢/kWh) est par la suite  
6 appliquée sur les coûts évités en énergie d'hiver et hors hiver. Les résultats  
7 sont présentés au tableau R-20.1-B.

TABLEAU R-20.1-B :  
COÛTS ÉVITÉS DE L'ÉNERGIE HIVER, HORS HIVER, POINTE ET HORS POINTE

Coûts évités d'énergie d'hiver		Coûts évités d'énergie hors hiver	
Heures de pointe	Heures hors pointe	Heures de pointe	Heures hors pointe*
5,8 ¢/kWh	4,6 ¢/kWh	3,4 ¢/kWh	2,8 ¢/kWh

\* La limite inférieure du coût évité en énergie est fixée au prix du patrimonial, soit 2,8 ¢/kWh en \$2017.

8 Ce sont ces quatre coûts évités en énergie que le Distributeur attribue par la  
9 suite aux différents usages et catégories de consommateurs, en fonction de  
10 leurs caractéristiques de consommation. En d'autres termes, pour chaque  
11 usage et catégorie de consommateurs, les coûts évités d'hiver, hors hiver, de  
12 pointe et hors pointe sont appliqués selon la consommation à chacune de ces  
13 périodes. Aux fins de cet exercice, les périodes de pointe et hors pointe sont  
14 celles du marché de New York, puisque ce sont les prix de ce marché qui  
15 reflètent le coût d'approvisionnement à la marge du Distributeur.

16 En somme, l'écart pointe et hors pointe sur le marché de référence du  
17 Distributeur est appliqué au coût évité de l'énergie, lequel est basé sur les prix  
18 à terme sur ce même marché de référence. Ainsi, cette différenciation est non  
19 seulement pertinente, mais cohérente.

20.2 Veuillez démontrer, à partir de données historiques, que la méthode de différenciation préconisée par le Distributeur est en cohérence avec son profil des achats hivers/hors hiver.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur tient d'abord à rappeler que la structure des coûts évités pour**  
2 **la période hiver et hors hiver est établie à partir de la planification des besoins**  
3 **en fonction des caractéristiques des approvisionnements prévus (et non**  
4 **historiques), en situation de surplus énergétique sur la période 2019-2026.**  
5 **Ainsi, dans le contexte offre-demande prévisionnel du bilan en énergie du**  
6 **Distributeur, le signal de prix en période hors hiver est celui de l'électricité**  
7 **patrimoniale.**

8 **Le Distributeur présente néanmoins dans le tableau R-20.2, à la demande de la**  
9 **Régie, la répartition des achats d'énergie entre la période d'hiver et celle hors**  
10 **hiver.**

**TABLEAU R-20.2 :**  
**POURCENTAGE DES ACHATS EN HIVER ET HORS HIVER**  
**ANNÉES 2013 À 2017**

	<b>Achats hiver</b>	<b>Achats hors hiver</b>
<b>2017</b>	<b>99 %</b>	<b>1 %</b>
<b>2016</b>	<b>81 %</b>	<b>19 %</b>
<b>2015</b>	<b>97 %</b>	<b>3 %</b>
<b>2014</b>	<b>97 %</b>	<b>3 %</b>
<b>2013</b>	<b>94 %</b>	<b>6 %</b>

11 **Comme observé dans les suivis des activités d'achat du Distributeur, la**  
12 **majorité des achats hors hiver, sauf certains achats au mois d'avril ou de**  
13 **novembre lors de conditions plus froides que la normale, sont réalisés pour**  
14 **permettre l'entretien ou pallier des défaillances du réseau du Transporteur. À**  
15 **l'instar des achats attribuables à des températures froides, les achats de court**  
16 **terme réalisés en période hors hiver ne peuvent pas être évités.**

17 **Le Distributeur souligne que le ratio de 2016 est fortement influencé par un**  
18 **volume d'achat total annuel peu élevé, ce qui accentue le poids des achats**  
19 **faits en période hors hiver.**

20.3 Veuillez élaborer sur l'utilisation d'une période de 6 h à 22 h, tous les jours ouvrables, pour les heures de pointes et dans quelle mesure le choix de cette période est appropriée dans la détermination des coûts évités.

**Réponse :**

1           **La période de pointe utilisée<sup>13</sup> correspond au produit standard transigé sur le**  
2           **marché de référence, soit celui de New York, et pour lequel des anticipations**  
3           **de prix sont disponibles.**

20.4 Tel qu'illustré en références (iii) et (iv), l'AHQ-ARQ et le RNCREQ proposent une structure de coût évité en énergie basée notamment sur les heures de plus grande charge (de fine pointe). Compte tenu de leurs démonstrations respectives de l'écart du coût moyen des approvisionnements en période de pointe et hors pointe ces dernières années, veuillez élaborer sur la convenance de considérer un signal de coût évité de fourniture en énergie de court terme basé notamment sur le coût des achats sur les marchés de court terme en période de pointe.

**Réponse :**

4           **Les signaux de coûts évités sont développés en regard de leur utilisation. Ces**  
5           **signaux doivent donc être utiles et représenter adéquatement le coût à la**  
6           **marge ou le coût évité des programmes ou options qui sont analysés.**

7           **À ce jour, le coût évité en énergie est utilisé pour l'évaluation de programmes**  
8           **en efficacité énergétique, lesquels permettent la réduction des**  
9           **approvisionnements pour toutes les heures de l'année, de même que de**  
10          **certaines options tarifaires dont les impacts sont plus larges que les heures**  
11          **de plus grande charge<sup>14</sup>. Et, comme déjà mentionné à la Régie<sup>15</sup>, le**  
12          **Distributeur ne considère pas les coûts évités en énergie dans ses analyses**  
13          **économiques des programmes en gestion de la puissance.**

14          **Pour ces raisons, le Distributeur ne trouve pas pertinent de développer, pour**  
15          **le moment, un signal de coût évité pour un nombre d'heures très spécifique.**  
16          **Toutefois, comme mentionné en réponse à la question 5.3 de l'AHQ-ARQ**  
17          **(pièce HQD-14, document 3 [B-0067]), advenant le cas où le Distributeur aurait**  
18          **besoin de développer des programmes, options ou tarifs dont les objectifs**  
19          **sont différents de ceux actuellement développés, et si leurs caractéristiques**  
20          **le justifiaient, il ajusterait ses signaux de coûts évités.**

<sup>13</sup> Le Distributeur indique qu'une erreur dans le texte est présente à la ligne 17 de la page 9 de la pièce HQD-4, document 3 (B-0015). Les heures de pointe sont plutôt de 7 h à 23 h inclusivement, les jours ouvrables.

<sup>14</sup> Voir le tableau R-48.5 en réponse à la question 48.5 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0066).

<sup>15</sup> Voir la réponse à la question 5.2 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.3 (B-0100).

20.5 Veuillez commenter la proposition de l'ACEFQ de tenir compte de la variabilité des prévisions en énergie et en puissance ainsi que la capacité d'achat d'électricité en période de pointe dans l'établissement des coûts évités (référence (v)).

**Réponse :**

1           **Le Distributeur comprend que l'intervenant souhaiterait, par sa proposition,**  
2           **éviter les bonds entre les signaux de court et de long termes. Cependant, ces**  
3           **bonds reflètent justement le contexte énergétique du Distributeur et la réalité**  
4           **de la planification des approvisionnements. Le besoin pour un**  
5           **approvisionnement de long terme découle de l'équilibre offre-demande des**  
6           **bilans, dans le respect des critères de fiabilité en énergie et en puissance, en**  
7           **considérant les prévisions de la demande et la contribution attendue des**  
8           **approvisionnements. Le Distributeur a la responsabilité d'assurer la fiabilité et**  
9           **la sécurité des approvisionnements et ne peut passer outre ces éléments**  
10           **lorsqu'il établit les coûts évités. Par conséquent, le Distributeur considère que**  
11           **la proposition de l'intervenant ne prend pas en compte le contexte de la**  
12           **planification des approvisionnements et, en ce sens, qu'elle est inapplicable**  
13           **et injustifiée.**

14           **Le Distributeur rappelle que les coûts évités, sur lesquels reposent les**  
15           **analyses économiques, sont un outil d'aide à la décision pour juger d'un**  
16           **programme ou d'une mesure. Le Distributeur réalise des analyses de**  
17           **sensibilité sur les variables déterminantes, y compris les coûts évités, afin de**  
18           **s'assurer de la robustesse de sa décision. En conséquence, il tient déjà**  
19           **compte dans ses analyses du caractère changeant de la conjoncture, par**  
20           **exemple d'éventuelles variations dans la demande en énergie et en puissance**  
21           **et leur impact sur les bilans en énergie et en puissance.**

22           **C'est pour l'ensemble de ces raisons que le Distributeur considère non**  
23           **seulement pertinent, mais nécessaire, de conserver les bonds entre les**  
24           **signaux de court et de long termes, puisque cela lui permet de bien évaluer le**  
25           **risque en lien avec ses projets, programmes et options tarifaires. Toute**  
26           **méthode de « lissage » de signaux induirait une fausse impression de stabilité**  
27           **des coûts évités, qui pourrait mener à de mauvaises prises de décision, au**  
28           **détriment de la clientèle du Distributeur.**

20.6 Puisque les propositions d'options de tarification dynamique du Distributeur impliquent des variations des prix de l'énergie en fonction de courtes périodes, notamment sur une base horaire, veuillez déposer un fichier Excel incluant, dans deux colonnes distinctes, les données horaires suivantes pour les années 2013 à 2016 :

- le volume d'achats d'énergie sur les marchés de court terme (MW/h);
- le coût total de ces achats d'énergie sur les marchés de court terme.



**Réponse :**

1 En ce qui concerne les variations de prix de l'énergie qu'impliqueraient la  
2 tarification dynamique, le Distributeur réfère la Régie à sa réponse à la  
3 question 5.2 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie (pièce  
4 HQD-14, document 1.3 [B-0100]). Tout comme pour l'ensemble des  
5 programmes de GDP, le Distributeur considère que le CPC et le TPC ont un  
6 impact sur le bilan en puissance uniquement, lequel se compare à un  
7 approvisionnement de long terme.

8 De plus, le fait de considérer des coûts évités en énergie ne viendrait en  
9 aucune façon modifier le calibrage des options tarifaires CPC et TPC puisque  
10 ce calibrage doit se faire également en considérant d'autres facteurs, dont  
11 l'acceptabilité commerciale (voir également à ce sujet la réponse à la  
12 question 44.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie (pièce  
13 HQD-14, document 1.1 [B-0062]).

14 Nonobstant ce qui précède, le Distributeur présente dans le fichier Excel  
15 HQD-14-1.4\_R-20.6.xlsx, pour les années 2013 à 2016, les volumes d'achat  
16 d'énergie en MWh sur les marchés de court terme et les prix du marché de  
17 référence, soit le marché DAM NY pour chaque année.

18 À cet égard, le Distributeur dispose de plusieurs données brutes concernant  
19 les approvisionnements de court terme mais certaines demandes exigent des  
20 efforts substantiels pour les traduire dans le format demandé.

21 Le Distributeur réitère qu'il ne possède pas l'information sur le coût horaire  
22 des achats de court terme pour les années 2013 à 2016, tel qu'il l'a déjà  
23 indiqué dans le dossier R-3986-2016<sup>16</sup>. Le Distributeur n'est pas en mesure de  
24 fournir les données des achats en énergie sur une base horaire au prix  
25 d'efforts raisonnables. En effet, chaque transaction doit être conciliée,  
26 examinée, traduite en terme horaire et validée avec les informations des  
27 différents suivis des achats de court terme du Distributeur et des dossiers  
28 tarifaires antérieurs. Le Distributeur a produit les prix horaires moyens des  
29 achats d'énergie de court terme pour l'année 2017 et déposera, dans les  
30 futurs suivis de l'entente globale cadre, les prix moyens horaires tel qu'ils ont  
31 été demandés par la Régie dans sa décision D-2017-140.

---

<sup>16</sup> Dossier R-3686-2016, pièce B-0091.

**COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS**

21. Référence : Pièce [B-0062](#), p. 19 à 22.

**Préambule :**

Le Distributeur présente aux tableaux R-6.1-A et R-6.1-B, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à septembre 2018.

**Demande :**

21.1 Veuillez déposer la mise à jour des tableaux R-6.1-A et R-6.1-B, avec les données du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période janvier à octobre 2018.

**Réponse :**

1 **Le tableau R-21.1-A illustre l'impact de l'application de l'ASC 980 sur le**  
 2 **compte de nivellement pour aléas climatiques en tenant compte des données**  
 3 **de la période de janvier à octobre 2018.**

**TABLEAU R-21.1-A :**  
**IMPACTS DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT (M\$)**

	Solde prévu au 31/12/2018	Solde prévu au 31/12/2019	Versé aux revenus requis						
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
<b>Modalités en vigueur</b>									
Nivellement 2017	(48,3)		(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)		(48,3)
Nivellement 2018 <sup>1</sup>	(65,3)	(67,8)	-	(13,6)	(13,6)	(13,6)	(13,6)	(13,6)	(67,8)
Intérêts			(4,0)	(3,4)	(2,4)	(1,5)	(0,6)	-	(11,8)
			(13,6)	(26,6)	(25,7)	(24,7)	(23,8)	(13,6)	(128,0)
<b>Modalités proposées</b>									
Nivellement 2017	(48,3)		(48,3)						(48,3)
Nivellement 2018 <sup>1</sup>	(65,3)		(32,7)	(32,7)					(65,3)
Intérêts			(1,1)	-					(1,1)
			(82,1)	(32,7)	-	-	-	-	(114,7)
<b>Impacts</b>			<b>(68,4)</b>	<b>(6,0)</b>	<b>25,7</b>	<b>24,7</b>	<b>23,8</b>	<b>13,6</b>	<b>13,2</b>

<sup>1</sup> Solde du compte de nivellement au 31 octobre 2018 de 64,5 M\$ et intérêts projetés de novembre et décembre 2018 de 0,8 M\$.

4 **Le tableau R-21.1-B présente le détail du compte de nivellement pour aléas**  
 5 **climatiques pour la période de janvier à octobre 2018.**

**TABLEAU R-21.1-B :**
**DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À OCTOBRE 2018**

	Tarif D	Tarif DP	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif LG	Intérêts mensuels (k\$)	Écarts mensuels (k\$)	Écarts mensuels (GWh)	
<b>Janvier 2018</b>										
<i>Revenu unitaire (#/kWh)</i>	8,73	7,27	6,92	9,46	4,33	5,36				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)</i>	4,59	3,46	3,33	5,66	0,77	1,75				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>540,3</b>	<b>5,7</b>	<b>(9,9)</b>	<b>62,0</b>	<b>29,0</b>	<b>21,3</b>			<b>648,4</b>	<b>+ froid</b>
<b>Écart de janvier 2018 (k\$)</b>	<b>(24 810,7)</b>	<b>(197,0)</b>	<b>330,1</b>	<b>(3 506,9)</b>	<b>(223,0)</b>	<b>(372,8)</b>		<b>(28 780,2)</b>		
<b>Solde à la fin de janvier 2018 (k\$)</b>	<b>(24 810,7)</b>	<b>(197,0)</b>	<b>330,1</b>	<b>(3 506,9)</b>	<b>(223,0)</b>	<b>(372,8)</b>	<b>0,0</b>	<b>(28 780,2)</b>		
<b>Intérêts de février 2018 (k\$)</b>	<b>(44,8)</b>	<b>(0,4)</b>	<b>0,6</b>	<b>(6,3)</b>	<b>(0,4)</b>	<b>(0,7)</b>	<b>(52,0)</b>			
<i>Revenu unitaire (#/kWh)</i>	8,43	7,27	6,72	9,52	4,33	4,96				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)</i>	4,30	3,46	3,13	5,72	0,77	1,35				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(393,2)</b>	<b>(3,1)</b>	<b>1,4</b>	<b>(16,3)</b>	<b>(83,0)</b>	<b>(22,1)</b>			<b>(516,4)</b>	<b>- froid</b>
<b>Écart de février 2018 (k\$)</b>	<b>16 893,3</b>	<b>107,7</b>	<b>(42,8)</b>	<b>934,6</b>	<b>637,7</b>	<b>298,0</b>		<b>18 828,5</b>		
<b>Solde à la fin de février 2018 (k\$)</b>	<b>(7 962,2)</b>	<b>(89,7)</b>	<b>287,9</b>	<b>(2 578,7)</b>	<b>414,3</b>	<b>(75,4)</b>	<b>(52,0)</b>	<b>(9 951,8)</b>		
<b>Intérêts de mars 2018 (k\$)</b>	<b>(15,9)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>0,6</b>	<b>(5,2)</b>	<b>0,8</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(20,0)</b>			
<i>Revenu unitaire (#/kWh)</i>	8,15	7,27	7,07	9,67	4,33	4,12				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)</i>	4,02	3,46	3,48	5,87	0,77	0,51				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(162,2)</b>	<b>(1,5)</b>	<b>1,6</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(30,9)</b>	<b>(6,1)</b>			<b>(200,5)</b>	<b>- froid</b>
<b>Écart de mars 2018 (k\$)</b>	<b>6 516,0</b>	<b>51,8</b>	<b>(56,6)</b>	<b>80,3</b>	<b>237,3</b>	<b>31,1</b>		<b>6 859,9</b>		
<b>Solde à la fin de mars 2018 (k\$)</b>	<b>(1 462,1)</b>	<b>(38,1)</b>	<b>231,8</b>	<b>(2 503,5)</b>	<b>652,4</b>	<b>(44,4)</b>	<b>(72,0)</b>	<b>(3 091,9)</b>		
<b>Intérêts d'avril 2018 (\$)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>0,4</b>	<b>(4,8)</b>	<b>1,3</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(6,1)</b>			
<i>Revenu unitaire (#/kWh)</i>	7,85	7,33	5,00	8,51	4,54	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)</i>	3,72	3,52	1,41	4,71	0,98	(0,19)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>704,0</b>	<b>7,1</b>	<b>28,5</b>	<b>60,1</b>	<b>92,4</b>	<b>41,9</b>			<b>933,9</b>	<b>+ froid</b>
<b>Écart d'avril 2018 (k\$)</b>	<b>(26 180,6)</b>	<b>(251,5)</b>	<b>(403,7)</b>	<b>(2 828,3)</b>	<b>(905,0)</b>	<b>77,7</b>		<b>(30 491,3)</b>		
<b>Solde à la fin d'avril 2018 (k\$)</b>	<b>(27 645,5)</b>	<b>(289,7)</b>	<b>(171,4)</b>	<b>(5 336,7)</b>	<b>(251,3)</b>	<b>33,2</b>	<b>(78,1)</b>	<b>(33 583,2)</b>		
<b>Intérêts de mai 2018 (k\$)</b>	<b>(55,3)</b>	<b>(0,579)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(10,7)</b>	<b>(0,5)</b>	<b>0,1</b>	<b>(67,3)</b>			
<i>Revenu unitaire (#/kWh)</i>	7,21	7,34	4,64	8,51	4,36	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)</i>	3,07	3,52	1,05	4,71	0,80	(0,19)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(16,5)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(0,9)</b>	<b>6,9</b>	<b>(3,7)</b>	<b>0,2</b>			<b>(14,2)</b>	<b>- chaud</b>
<b>Écart de mai 2018 (k\$)</b>	<b>507,4</b>	<b>6,9</b>	<b>9,4</b>	<b>(322,9)</b>	<b>29,5</b>	<b>0,4</b>		<b>230,7</b>		
<b>Solde à la fin de mai 2018 (k\$)</b>	<b>(27 138,1)</b>	<b>(283,4)</b>	<b>(162,3)</b>	<b>(5 670,3)</b>	<b>(222,3)</b>	<b>33,7</b>	<b>(145,4)</b>	<b>(33 352,6)</b>		

TABLEAU R-21.1-B (SUITE) :

DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À OCTOBRE 2018

	Tarif D	Tarif DP	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif LG	Intérêts mensuels (k\$)	Écart mensuels (k\$)	Écart mensuels (GWh)	
<b>Intérêts de juin 2018 (k\$)</b>	(52,6)	(0,548)	(0,3)	(11,0)	(0,4)	0,1	(64,8)			
<i>Revenu unitaire (#/kWh)</i>	7,03	7,34	3,27	8,51	4,35	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)</i>	2,90	3,52	(0,32)	4,71	0,79	(0,19)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	(11,3)	0,1	(1,3)	(6,4)	(20,9)	(2,5)			(42,3)	- chaud
<b>Écart de juin 2018 (k\$)</b>	326,5	(2,0)	(4,3)	301,4	164,8	(4,7)		781,8		
<b>Solde à la fin de juin 2018 (k\$)</b>	(26 919,5)	(285,9)	(166,9)	(5 379,9)	(57,9)	29,1	(210,2)	(32 570,7)		
<b>Intérêts de juillet 2018 (k\$)</b>	(53,8)	(0,6)	(0,3)	(10,8)	(0,1)	0,1	(65,6)			
<i>Revenu unitaire (#/kWh)</i>	7,02	7,34	3,89	8,51	4,35	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)</i>	2,88	3,52	0,30	4,71	0,79	(0,19)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	153,3	0,9	8,4	17,6	54,5	14,4			249,0	+ chaud
<b>Écart de juillet 2018 (k\$)</b>	(4 414,3)	(31,9)	(24,8)	(827,1)	(428,8)	26,8		(5 700,1)		
<b>Solde à la fin de juillet 2018 (k\$)</b>	(31 387,6)	(318,3)	(192,0)	(6 217,7)	(486,8)	55,9	(275,8)	(38 270,8)		
<b>Intérêts d'août 2018 (k\$)</b>	(62,8)	(0,6)	(0,4)	(12,4)	(1,0)	0,1	(77,1)			
<i>Revenu unitaire (#/kWh)</i>	7,08	7,34	3,86	8,51	4,34	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)</i>	2,95	3,52	0,27	4,71	0,78	(0,19)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	95,2	0,5	5,4	13,6	40,2	7,4			162,4	+ chaud
<b>Écart d'août 2018 (k\$)</b>	(2 805,7)	(19,3)	(14,6)	(642,0)	(314,1)	13,8		(3 782,0)		
<b>Solde à la fin d'août 2018 (k\$)</b>	(34 256,1)	(338,3)	(207,0)	(6 872,2)	(801,9)	69,8	(352,9)	(42 052,8)		
<b>Intérêts de septembre 2018 (k\$)</b>	(66,3)	(0,7)	(0,4)	(13,3)	(1,6)	0,1	(82,1)			
<i>Revenu unitaire (#/kWh)</i>	6,94	7,34	4,20	8,51	4,37	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)</i>	2,80	3,52	0,61	4,71	0,80	(0,19)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	79,5	0,6	4,0	8,5	23,4	6,6			122,5	+ chaud
<b>Écart de septembre 2018 (k\$)</b>	(2 228,2)	(21,5)	(24,3)	(398,2)	(187,9)	12,2		(2 847,9)		
<b>Solde à la fin de septembre 2018 (k\$)</b>	(36 550,6)	(360,4)	(231,8)	(7 283,7)	(991,3)	82,2	(434,9)	(44 900,6)		
<b>Intérêts d'octobre 2018 (k\$)</b>	(73,1)	(0,7)	(0,5)	(14,6)	(2,0)	0,2	(90,7)			
<i>Revenu unitaire (#/kWh)</i>	7,33	7,34	4,56	8,51	4,56	3,43				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (#/kWh)</i>	4,14	3,81	3,59	3,80	3,56	3,62				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (#/kWh)</i>	3,20	3,52	0,97	4,71	1,00	(0,19)				
<b>Écart de volume en GWh</b>	534,5	5,6	22,9	33,8	58,9	34,5			690,1	+ froid
<b>Écart d'octobre 2018 (k\$)</b>	(17 099,2)	(197,1)	(223,5)	(1 589,0)	(588,1)	64,0		(19 632,9)		
<b>Solde à la fin d'octobre 2018 (k\$)</b>	(53 722,9)	(558,2)	(455,7)	(8 887,3)	(1 581,4)	146,3	(525,6)	(64 533,6)		
<b>Écart de volume en GWh</b>	1 523,5	15,7	60,0	178,3	159,8	95,5			2 032,9	+ froid

**22. Référence :** Pièce [B-0062](#), p. 88.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau R-29.2, la prévision de septembre (9 mois réels et 3 mois projetés) du compte de *pass-on* pour l'année 2018.

**Demande :**

22.1 Veuillez déposer la mise à jour de la prévision sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur présente au tableau R-22.1 la prévision du compte de**  
2            ***pass-on* 2018 sur la base de dix mois réels et deux mois projetés.**

**TABLEAU R-22.1 :  
PRÉVISION D'OCTOBRE (10/2) DU COMPTE DE PASS-ON POUR L'ANNÉE 2018**

(1) Catégories de consommateurs	(2) Écart volume patrimonial				(3) Écart volume postpatrimonial				(4) Écart prix postpatrimonial				(5) Écart de revenus				(6) Pass-on
	GWh base (A) (B)	GWh prévus (F)	(¢/kWh)	(M\$)	GWh base (A)	GWh prévus (F)	(¢/kWh) prévu (F)	(M\$)	(¢/kWh) Base (C)	(¢/kWh) prévu (F)	GWh base (A)	(M\$)	GWh base (D)	GWh prévus (F)	(¢/kWh) prévu (F)	(M\$)	(M\$)
<b>Domestique</b>																	
Tarifs D et DM	58 525	55 840	3,43	92,2	5 788	5 715	11,31	8,3	11,67	11,31	5 788	21,0	64 149	61 554	4,14	107,3	14,1
Tarif DP	1 023	926	3,04	3,0	101	95	11,35	0,7	11,72	11,35	101	0,4	1 121	1 020	3,81	3,8	0,2
Tarif DT	2 403	2 383	2,82	0,6	238	244	11,38	(0,7)	11,74	11,38	238	0,9	2 634	2 627	3,59	0,2	0,5
Total	<b>61 950</b>	<b>59 148</b>	-	<b>95,7</b>	<b>6 127</b>	<b>6 053</b>	-	<b>8,3</b>	-	-	<b>6 127</b>	<b>22,2</b>	<b>67 904</b>	<b>65 201</b>	-	<b>111,4</b>	<b>14,8</b>
<b>Petite et moyenne puissance</b>																	
Tarifs G et à forfait	8 839	8 459	3,06	11,6	874	866	11,35	1,0	11,71	11,35	874	3,2	9 688	9 325	3,80	13,8	2,0
Tarif d'éclairage public et sent.	511	523	2,71	(0,3)	51	54	11,31	(0,3)	11,67	11,31	51	0,2	561	577	3,48	(0,6)	0,1
Tarif M	29 230	28 246	2,81	27,7	2 891	2 891	11,27	0,0	11,63	11,27	2 891	10,4	32 039	31 136	3,56	32,1	6,0
Tarif G9	1 023	897	2,86	3,6	101	92	11,33	1,1	11,69	11,33	101	0,4	1 121	989	3,59	4,7	0,3
Tarif LG	8 773	8 469	2,87	8,7	868	867	11,16	0,1	11,52	11,16	868	3,1	9 616	9 336	3,62	10,1	1,8
Tarif H	7	7	2,80	(0,0)	1	1	11,22	(0,0)	11,58	11,22	1	0,0	7	7	3,77	(0,0)	0,0
Total	<b>48 382</b>	<b>46 601</b>	<b>2,85</b>	<b>51,3</b>	<b>4 785</b>	<b>4 769</b>	-	<b>1,8</b>	-	-	<b>4 785</b>	<b>17,3</b>	<b>53 032</b>	<b>51 370</b>	-	<b>60,2</b>	<b>10,1</b>
<b>Grande puissance</b>																	
Tarif L	24 768	23 275	2,38	35,5	2 450	2 382	11,12	7,5	11,47	11,12	2 450	8,7	27 132,8	25 657	3,17	46,8	5,0
Contrats spéciaux - sans ajust.	20 133	24 490	2,38	(103,7)	1 991	2 506	11,11	(57,2)	11,46	11,11	1 991	7,1	22 047	26 997	3,19	(157,9)	4,1
Total	<b>44 901</b>	<b>47 765</b>	-	<b>(68,2)</b>	<b>4 441</b>	<b>4 888</b>	-	<b>(49,7)</b>	-	-	<b>4 441</b>	<b>15,8</b>	<b>49 180</b>	<b>52 653</b>	-	<b>(111,1)</b>	<b>9,0</b>
<b>Total incluant les contrats spéciaux</b>	<b>155 234</b>	<b>153 514</b>	<b>2,92</b>	<b>78,8</b>	<b>15 352</b>	<b>15 711</b>	<b>11,24</b>	<b>(39,7)</b>	<b>11,60</b>	<b>11,24</b>	<b>15 352</b>	<b>55,3</b>	<b>170 116</b>	<b>169 225</b>	-	<b>60,5</b>	<b>33,9</b>
<b>TOTAL EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX</b>	<b>135 101</b>	<b>129 024</b>		<b>182,5</b>	<b>13 361</b>	<b>13 205</b>		<b>17,6</b>			<b>13 361</b>	<b>48,2</b>	<b>148 068</b>	<b>142 228</b>		<b>218,4</b>	<b>29,9</b>
Ajustement de l'entente globale cadre 2017				24,1				(4,0)				8,8					28,9
Contrats spéciaux				3,1				(0,6)				1,4					3,9
<b>AJUSTEMENT DEL'ENTENTE GLOBALE CADRE 2017, EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX (E)</b>				<b>20,9</b>				<b>(3,4)</b>				<b>7,4</b>				-	<b>25,0</b>
<b>PASS-ON 2018 (EXCLUANT LES CONTRATS SPÉCIAUX)</b>				<b>203,4</b>				<b>14,2</b>				<b>55,7</b>				<b>218,4</b>	<b>54,9</b>

(A) Les volumes réels patrimoniaux et postpatrimoniaux sont répartis par catégories de consommateurs proportionnellement aux besoins d'approvisionnement.

(B) Le volume de consommation patrimoniale est ajusté, le cas échéant, pour refléter la variation du taux de pertes réel par rapport à celui prévu.

(C) Les coûts postpatrimoniaux réels par catégories de consommateurs ont le même signal de prix que les coûts postpatrimoniaux prévus selon la méthode horaire "(colonne 11)".

(D) Volume de ventes réelles excluant les volumes d'approvisionnement provenant des interruptions et de la variation du taux de pertes indiqué à la note (B).

(E) La répartition du montant relatif à l'entente globale cadre 2017 est déterminée par le différentiel entre le compte de pass-on réel 2017 (comme déposé dans le rapport annuel à la Régie)

et le compte de pass-on réel 2017 recalculé pour intégrer les données finales de l'entente globale cadre 2017.

(F) Référence R-4011-2017, HQD-19, document 4, tableaux 9A et 9B.

### STRATÉGIE TARIFAIRE

23. Références :
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 8 et p. 9;
  - (ii) Pièce [B-0010](#), p. 12;
  - (iii) Pièce [B-0045](#), p. 65;
  - (iv) Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 14.

Préambule :

(i)

TABLEAU 1 :  
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2019 (M\$)<sup>1</sup>

	2018 (reconnu)	2019 (témoin)	Écarts (2019-2018)	Évolution de la demande	Approvision- nement en électricité	Service de transport	Activités de distribution	Impacts climatiques (norme)
<b>Revenus</b>	11 820	12 181	361	350			11	
<b>Coût de service</b>	<u>11 820</u>	<u>12 265</u>	<u>445</u>	<u>85</u>	<u>241</u>	<u>128</u>	<u>27</u>	<u>-35</u>
Achats d'électricité	6 032	6 435	403	85	241			78
Service de transport	2 933	3 060	128			128		
Coûts de distribution et des services à la clientèle	2 856	2 770	-86				27	-113
<b>Revenus additionnels requis</b>	---	84	84	-265	241	128	16	-35
Impact tarifaire	---	---	0,8 %	-2,4 %	2,2 %	1,2 %	0,1 %	-0,3 %

« **Impacts climatiques**

*Les effets financiers liés aux impacts climatiques, reflétés par l'entremise des comptes de pass-on et de nivellement pour aléas climatiques se compensent partiellement en 2019. La réduction des revenus requis s'explique essentiellement par une modification apportée aux normes comptables faisant en sorte que le compte de nivellement pour aléas climatiques doit dorénavant être soldé sur une période maximale de deux ans suivant sa constatation, plutôt que sur cinq ans, comme auparavant. » [nous soulignons]*

(ii)

TABLEAU 2 :  
IMPACTS DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT (M\$)

	Solde prévu au 31/12/2018 <sup>1</sup>	Solde prévu au 31/12/2019	Versé aux revenus requis						Total
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	
<b>Modalités en vigueur</b>									
Nivellement 2017	(48,3)		(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)		(48,3)
Nivellement 2018	(34,2)	(35,5)	-	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(35,5)
Intérêts			(2,8)	(2,3)	(1,7)	(1,0)	(0,3)	-	(8,0)
			(12,4)	(19,1)	(18,4)	(17,7)	(17,1)	(7,1)	(91,9)
<b>Modalités proposées</b>									
Nivellement 2017	(48,3)		(48,3)						(48,3)
Nivellement 2018	(34,2)		(17,1)	(17,1)					(34,2)
Intérêts			(0,6)	-					(0,6)
			(66,0)	(17,1)	-	-	-	-	(83,1)
<b>Impacts</b>			(63,6)	2,0	18,4	17,7	17,1	7,1	8,8

<sup>1</sup> Voir la pièce HQD-9, document 2, tableau 2.

(iii)

TABLEAU B-3 :

CALCUL DES AJUSTEMENTS TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉS ET INDICES D'INTERFINANCEMENT

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 154,8	6 214,9	5 281,2	5 364,5	(14,2)	(9,4)	65 421	66 531
Généraux	3 382,5	3 556,6	4 187,5	4 279,4	(8,4)	(4,1)	50 980	52 467
Tarif G <sup>1</sup>	828,6	860,5	1 001,5	1 016,5	(2,4)	(1,2)	9 837	9 931
Tarif MF	2 036,1	2 119,6	2 650,4	2 684,5	(4,4)	(2,2)	31 931	32 414
Tarif LG <sup>2</sup>	517,8	576,5	535,6	578,5	(1,6)	(0,8)	9 213	10 122
Grands industriels	1 170,3	1 262,6	1 261,9	1 319,3	(0,6)	(0,0)	25 657	26 940
Total	10 707,5	11 034,1	10 730,6	10 963,2	(23,2)	(13,6)	142 058	145 938

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	104,4	(44,3)	60,2	89,4	(1,3)	88,1	(27,9)
Généraux	89,8	84,3	174,1	102,3	(6,2)	96,1	78,0
Tarif G	7,9	24,0	31,9	9,6	6,5	16,1	15,8
Tarif M	30,8	52,7	83,5	40,0	(3,7)	36,3	47,2
Tarif LG	51,1	7,6	58,7	52,7	(9,0)	43,7	15,0
Grands industriels	58,5	33,7	92,3	63,1	(5,1)	58,0	34,3
Total	252,8	73,8	326,6	254,8	(12,5)	242,2	84,3

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (tarif 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	0,8%	5 409,8	86,9	-0,5%	5 336,5	85,8
Généraux	0,8%	4 315,5	121,2	1,8%	4 357,4	122,4
Tarif G	0,8%	1 025,1	119,0	1,6%	1 032,3	119,8
Tarif M	0,7%	2 703,9	127,4	1,8%	2 731,7	128,7
Tarif LG <sup>4</sup>	0,8%	586,6	101,6	2,6%	593,5	102,8
Grands industriels	0,2%	1 322,2	104,6	2,6%	1 353,6	107,1
Total	-	11 047,4	100,0	-	11 047,6	100,0

(iv) « Dans sa preuve, le Distributeur n'a pas justifié sa proposition tarifaire en fonction du maintien de l'interfinancement ni de l'évolution du coût de service.

Au sujet du rapprochement des tarifs avec l'évolution de leurs coûts de service, l'ACEF de Québec rappelle respectueusement qu'il s'agit d'un principe établi et reconnu par la Régie:

« [85] Selon Bonbright, le troisième objectif prioritaire que devrait rechercher toute structure tarifaire est d'être équitable et non discriminatoire. Ceci implique, conformément aux meilleures pratiques tarifaires, que le revenu généré par les tarifs applicables à une catégorie de consommateurs devrait refléter le coût attribuable à sa desserte.

[86] Ce principe s'accompagne d'un corollaire, à savoir que la réglementation devrait favoriser une évolution des tarifs de chaque catégorie de consommateurs qui reflète l'évolution des coûts alloués à chacune de ces catégories. Ainsi, le principe de respect de la vérité des coûts est au cœur du rôle que doit jouer le régulateur lorsqu'il fixe les tarifs. »

Si l'on applique ce principe, tous les tarifs qui ne sont pas « interfinancés » par les autres devraient refléter leurs coûts de service.

Il importe de rappeler que la décision D-2007-12 exige que le Distributeur fasse la preuve, « chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie ». [nous soulignons]



**Demands :**

23.1 Considérant que les impacts climatiques se compensent partiellement au niveau global, tel qu'énoncé au préambule (i), mais qu'ils peuvent varier sensiblement d'une catégorie de consommateurs à l'autre, veuillez estimer l'impact climatique sur les revenus additionnels requis en 2019 pour chacune des catégories de consommateurs. Veuillez expliquer et commenter l'impact climatique sur les ajustements tarifaires différenciés reflétant la variation des coûts.

**Réponse :**

1           **Les effets financiers liés aux impacts climatiques sont reflétés par l'entremise**  
2           **des comptes de nivellement pour aléas climatiques et de *pass-on***  
3           **respectivement, à la colonne (17) du tableau B-2 et aux colonnes (5) et (6)**  
4           **(*pass-on* 2017 et 2018) du tableau B-5 de la pièce HQD-13, document 1 révisée**  
5           **(B-0045). Toutefois, le Distributeur rappelle que les comptes de *pass-on***  
6           **incluent tant les aléas climatiques que les aléas de la demande et qu'il ne peut**  
7           **distinguer ces deux aléas par catégories de consommateurs. Voir à cet égard**  
8           **la décision D-2008-24<sup>17</sup> du dossier R-3644-2007 ainsi que la réponse à la**  
9           **question 44.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie au dossier**  
10           **R-3677-2008<sup>18</sup>.**

11           **Le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques (-65,5 M\$) a un**  
12           **impact à la baisse sur le coût de service 2019 du Distributeur alors que le**  
13           **solde des comptes de *pass-on* 2017 et 2018 (+37,4 M\$) a un impact à la**  
14           **hausse. Ainsi, l'impact net des effets financiers liés aux impacts climatiques**  
15           **contribue à réduire le revenu additionnel requis 2019 du Distributeur.**

16           **Le Distributeur présente au tableau R-23.1, l'impact sur le revenu additionnel**  
17           **requis en 2019 par catégories de consommateurs des effets financiers liés**  
18           **aux impacts climatiques.**

<sup>17</sup> Décision D-2008-024, page 13.

<sup>18</sup> Dossier R-3677-2008, pièce HQD-16, document 1 (B-0009), réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie.

**TABLEAU R-23.1 :  
EFFETS FINANCIERS DES IMPACTS CLIMATIQUES  
SUR LE REVENU ADDITIONNEL REQUIS  
PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS**

Catégories de consommateurs	Revenu additionnel requis
Domestiques	(60,6)
Généraux	12,6
Tarif G	(1,3)
Tarif M	16,3
Tarif LG	(2,4)
<u>Grands industriels</u>	13,5
<b>Total</b>	<b>(34,5)</b>

1 Ces effets financiers se reflètent sur les ajustements tarifaires différenciés par  
2 une variation des coûts plus importante pour la clientèle domestique.

3 Le Distributeur souligne qu'il serait hasardeux de tirer des conclusions à  
4 partir des résultats de cette analyse sans prendre en compte le contexte  
5 propre de chaque dossier tarifaire. Par exemple, au dossier R-4011-2017,  
6 l'impact net des effets financiers liés aux impacts climatiques contribuait  
7 plutôt à accroître le revenu additionnel requis.

8 Voir également la réponse à la question 23.2.

23.2 Considérant les impacts de la modification proposée des modalités de disposition du compte de nivellement présentés au préambule (ii), veuillez déposer une version du Tableau B-3 du préambule (iii) reflétant l'hypothèse du maintien des dispositions actuelles des modalités de disposition du compte de nivellement. Veuillez expliquer et commenter l'impact de la modification proposée, par rapport au maintien des modalités actuelles de disposition du compte de nivellement, sur les ajustements tarifaires différenciés reflétant la variation des coûts de chacune des catégories de consommateurs.

**Réponse :**

9 Comme présenté en réponse à la question 6.1, le maintien des modalités  
10 actuelles de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques  
11 entraîne une augmentation du revenu additionnel requis de 53,5 M\$, pour  
12 s'établir à 137,8 M\$. L'ajustement tarifaire nécessaire à la récupération du  
13 revenu additionnel requis résultant de ce scénario est de 0,7 % pour la  
14 clientèle au tarif L et de 1,3 % pour le reste de la clientèle, comparativement à  
15 0,2 % et 0,8 % respectivement selon la proposition du Distributeur.

1           **Selon ce scénario, les ajustements tarifaires différenciés varient à la hausse, à**  
2           **l'exception du tarif L<sup>19</sup>, par rapport aux ajustements tarifaires différenciés**  
3           **reflétant la variation des coûts présentés au tableau B-3 de la pièce HQD-13,**  
4           **document 1 révisée (B-0045). En effet, et à titre d'exemple, l'ajustement**  
5           **différencié selon la variation des coûts pour la clientèle domestique passe de**  
6           **–0,5 % à 0,4 % puisque, comme présenté à la colonne (17) au tableau B-2 de la**  
7           **pièce HQD-13, document 1 révisée (B-0045), près de 89 % du solde du compte**  
8           **de nivellement pour aléas climatiques est attribué à cette clientèle. Ainsi, une**  
9           **réduction du montant à remettre à la clientèle en raison d'une période**  
10           **d'amortissement plus longue aura un impact à la hausse plus important sur le**  
11           **coût de service de la clientèle domestique.**

12           **Le tableau R-23.2 présente le calcul des ajustements tarifaires différenciés et**  
13           **des indices d'interfinancement en considérant le maintien des modalités**  
14           **actuelles de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.**

---

<sup>19</sup> Le compte de nivellement n'a pas d'impact sur le tarif L. Voir le tableau B-2 de la pièce HQD-13, document 1 révisée (B-0045).

**TABLEAU R-23.2 :**  
**AJUSTEMENTS TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉS DE L'ANNÉE TÉMOIN 2019**  
**SELON LES MODALITÉS ACTUELLES DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT**

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenu avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 154,8	6 262,4	5 281,2	5 364,5	(14,2)	(9,4)	65 421	66 531
Généraux	3 382,5	3 562,9	4 187,5	4 279,4	(8,4)	(4,1)	50 980	52 467
Tarif G <sup>1</sup>	828,6	864,9	1 001,5	1 016,5	(2,4)	(1,2)	9 837	9 931
Tarif M <sup>2</sup>	2 036,1	2 120,9	2 650,4	2 684,5	(4,4)	(2,2)	31 931	32 414
Tarif LG <sup>3</sup>	517,8	577,1	535,6	578,5	(1,6)	(0,8)	9 213	10 122
Grands industriels	1 170,3	1 262,4	1 261,9	1 319,3	(0,6)	(0,0)	25 657	26 940
<b>Total</b>	<b>10 707,5</b>	<b>11 087,7</b>	<b>10 730,6</b>	<b>10 963,2</b>	<b>(23,2)</b>	<b>(13,6)</b>	<b>142 058</b>	<b>145 938</b>

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	104,4	3,2	107,6	89,4	(1,3)	88,1	19,5
Généraux	89,8	90,6	180,4	102,3	(6,2)	96,1	84,3
Tarif G	7,9	28,4	36,3	9,6	6,5	16,1	20,2
Tarif M	30,8	54,1	84,9	40,0	(3,7)	36,3	48,6
Tarif LG	51,1	8,2	59,3	52,7	(9,0)	43,7	15,6
Grands industriels	58,5	33,5	92,1	63,1	(5,1)	58,0	34,1
<b>Total</b>	<b>252,8</b>	<b>127,3</b>	<b>380,1</b>	<b>254,8</b>	<b>(12,5)</b>	<b>242,2</b>	<b>137,8</b>

Catégories de consommateurs	Reflét du patrimonial (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	1,3%	5 435,9	86,7	0,4%	5 384,0	85,9
Généraux	1,3%	4 336,3	121,6	2,0%	4 363,7	122,3
Tarif G	1,3%	1 030,0	118,9	2,0%	1 036,7	119,7
Tarif M	1,2%	2 717,0	128,0	1,8%	2 733,0	128,7
Tarif LG <sup>4</sup>	1,3%	589,4	102,0	2,7%	594,1	102,8
Grands industriels	0,7%	1 328,6	105,1	2,6%	1 353,4	107,1
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>11 100,9</b>	<b>100,0</b>	<b>-</b>	<b>11 101,1</b>	<b>100,0</b>

23.3 Veuillez présenter les avantages et inconvénients de refléter la variation des coûts de desserte en 2019, en précisant les principaux facteurs qui expliquent les écarts importants dans l'évolution des coûts des différentes catégories de consommateurs, soit entre -0,5 % et 2,6 %.

Réponse :

1           **Le Distributeur souligne, comme il l'a fait au cours des dernières années, que**  
 2           **les ajustements tarifaires différenciés peuvent s'avérer très instables d'une**  
 3           **année à l'autre, à cause notamment de l'évolution des caractéristiques de**  
 4           **consommation des catégories de consommateurs et de l'évolution des**  
 5           **montants associés aux rubriques de charges spécifiques à chacun des**  
 6           **dossiers. Dans ce contexte, les différents principes tarifaires, notamment**  
 7           **ceux du reflet des coûts, de la stabilité tarifaire ou de la prévisibilité des tarifs,**

1 doivent faire l'objet d'un arbitrage lorsqu'ils ne peuvent être respectés  
2 simultanément.

3 De plus, il n'est pas souhaitable qu'un ajustement différencié ait pour effet  
4 d'aller à l'encontre de préoccupations économiques, sociales ou  
5 environnementales indiquées par le gouvernement du Québec à la Régie ou  
6 d'orientations préalablement approuvées par la Régie. À cet égard, le  
7 Distributeur fait référence notamment à la stabilité des tarifs de toutes les  
8 catégories de consommateurs préconisée par le gouvernement dans son  
9 décret 1164-2007 et par la Régie<sup>20</sup>, ainsi qu'au rééquilibrage des tarifs  
10 généraux visant à améliorer la position concurrentielle de la clientèle de  
11 moyenne puissance amorcé depuis 2014, avec l'approbation de la Régie<sup>21</sup>. Or,  
12 l'application d'ajustements différenciés reflétant la variation des coûts  
13 pourrait résulter en 2019 en un impact tarifaire important pour les clients des  
14 tarifs généraux et les grands industriels par rapport à la proposition de  
15 hausse uniforme, ce qui irait à l'encontre des orientations gouvernementales  
16 et de la Régie visant la stabilité tarifaire et la préservation de la compétitivité  
17 des tarifs de cette clientèle.

18 La figure R-23.3 illustre comment l'évolution des ajustements tarifaires  
19 différenciés reflétant la variation des coûts peut s'avérer instable selon les  
20 années témoins autorisées<sup>22</sup>.

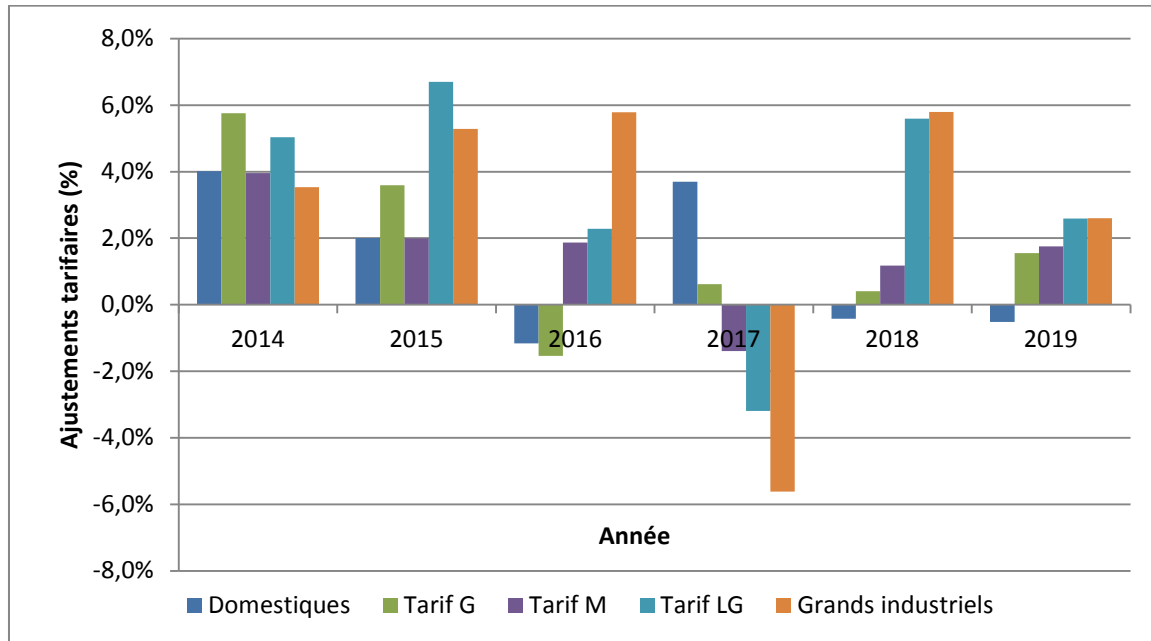
---

<sup>20</sup> Décision D-2008-024, page 120 et *Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel*, Avis A-2017-01, paragraphe 128.

<sup>21</sup> Décision D-2014-037, page 192.

<sup>22</sup> Ces impacts ne peuvent être cumulés puisque, pour chaque catégorie de consommateurs, la hausse tarifaire d'une année aurait été différente si une hausse tarifaire différenciée avait été appliquée l'année précédente. Voir également la réponse à la question 23.4.

**FIGURE R-23.3 :**  
**ÉVOLUTION DES AJUSTEMENTS TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉS**  
**REFLÉTANT LA VARIATION DES COÛTS**



1 Dans le présent dossier, le Distributeur fait le constat que les effets financiers  
 2 liés aux impacts climatiques expliquent en grande partie la variation des coûts  
 3 des différentes catégories de consommateurs. En effet, l'évolution du solde  
 4 du compte de nivellement pour aléas climatiques entre le dossier R-4011-2017  
 5 (+46,7 M\$) et le présent dossier (-66 M\$), l'impact du changement des  
 6 modalités de disposition du compte de nivellement présenté à la réponse à la  
 7 question 23.2 et l'évolution du solde des comptes de *pass-on* entre le dossier  
 8 R-4011-2017 (-40,3 M\$) et le présent dossier (+37,4 M\$), l'illustrent de façon  
 9 éloquente. De plus, l'indexation du coût moyen de l'électricité patrimoniale  
 10 pour 2019 correspond à un montant de 61 M\$, supporté par l'ensemble des  
 11 catégories de consommateurs à l'exception du tarif L, ce qui représente un  
 12 montant deux fois plus important que pour 2018.

13 Compte tenu de ce qui précède et dans un objectif de stabilité tarifaire et de  
 14 prévisibilité des tarifs, le Distributeur préconise un ajustement tarifaire  
 15 uniforme.

23.4 Veuillez commenter la position de l'ACEFQ présentée au préambule (iv) en précisant comment l'évolution des coûts de service de chacune des catégories devrait être pris en compte, soit sur une base annuelle, pluriannuelle ou autrement.

**Réponse :**

1 Comme mentionné à la réponse à la question 23.3, un arbitrage doit être  
2 réalisé lors de chaque dossier tarifaire entre différents principes tarifaires  
3 lorsqu'ils ne peuvent être respectés simultanément.

4 En vertu de la décision D-2007-12, le Distributeur peut proposer des  
5 ajustements tarifaires différenciés en démontrant que l'ajustement proposé  
6 est en relation causale avec l'évolution des coûts de desserte de chacune des  
7 catégories de consommateurs. Toutefois, depuis le dossier R-3644-2007, le  
8 Distributeur a pris position pour une approche qu'il juge raisonnable, à savoir  
9 « *proposer une hausse uniforme tout en laissant à la Régie, après avoir*  
10 *entendu les intervenants, arbitrer cette question en fonction de l'ensemble*  
11 *des éléments au dossier* »<sup>23</sup>.

12 Dès lors, il a été constaté que la position des intervenants a évolué au cours  
13 des années selon que les ajustements tarifaires différenciés étaient, ou non, à  
14 leur avantage, comme le montre la figure R-23.3.

15 Par ailleurs, le Distributeur tient à faire remarquer que les ajustements  
16 tarifaires différenciés reflétant la variation des coûts reviennent à maintenir  
17 les indices d'interfinancement au niveau du dossier tarifaire précédent. Si la  
18 Régie décidait d'autoriser des ajustements tarifaires différenciés reflétant la  
19 variation des coûts à compter du présent dossier, l'application de telles  
20 hausses dans les années à venir reviendrait à fixer une balise de référence à  
21 l'année 2018. En outre, la Régie, dans sa décision D-2007-12, a statué que « *la*  
22 *balise établie en 2003 a certainement une pertinence en ce qui a trait au suivi*  
23 *de l'évolution du niveau d'interfinancement (...). Il ne s'agit cependant pas*  
24 *d'un niveau d'interfinancement que la Régie est obligée de maintenir par la*  
25 *Loi*<sup>24</sup> ». Ainsi, le Distributeur est d'avis que les hausses tarifaires par  
26 catégories de consommateurs ne devraient pas être fixées afin de maintenir  
27 les indices d'interfinancement en fonction d'une année donnée.

28 De plus, le choix d'un ajustement tarifaire uniforme ou différencié reflétant la  
29 variation des coûts devrait se faire dans une optique de long terme et non pas  
30 en fonction d'écart constatés sur deux années. Dans le même ordre d'idée, le  
31 Distributeur invite à la prudence lors de comparaisons annuelles des indices  
32 d'interfinancement émanant d'ajustements tarifaires différenciés. En effet, la  
33 base de comparaison des hausses tarifaires aurait été différente dans le cas  
34 d'application d'ajustements tarifaires différenciés autorisés à une année  
35 donnée. De plus, il est difficile de baser des hausses tarifaires futures sur des  
36 hypothèses de hausses tarifaires qui ne se sont pas matérialisées dans le  
37 passé. Enfin, il n'est pas assuré que l'application d'ajustements tarifaires

<sup>23</sup> Dossier R-3644-2007, pièce HQD-12, document 1, page 15.

<sup>24</sup> D-2007-12, page 93.

1 différenciés mène à une évolution des indices d'interfinancement à un niveau  
2 semblable à celui prévalant en 2003.

3 Finalement, le Distributeur souligne que l'idée sous-jacente à l'affirmation de  
4 l'ACEF de Québec, reprise au préambule (iv) que « *tous les tarifs qui ne sont*  
5 *pas interfinancés par les autres devraient refléter leurs coûts de service* », est  
6 impossible. L'interfinancement en faveur des tarifs domestiques n'est  
7 possible que parce que les revenus aux tarifs généraux et grands industriels  
8 sont supérieurs à leurs coûts de service. Les revenus tirés de ces tarifs  
9 doivent combler le manque à gagner entre les coûts de service et les revenus  
10 générés aux tarifs domestiques<sup>25</sup>.

24. Référence : Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0015](#), p. 6.

**Préambule :**

*« Comme on l'a vu ci-dessus, le fait d'inclure les besoins non fermes du Distributeur pour la détermination de la facture pour ses services de transport a pour conséquence d'augmenter le montant de sa facture de 11,92 M\$ pour l'année 2019.*

*Les intervenants considèrent que les clients sont victimes d'une double facturation car les revenus requis du Distributeur incluent à la fois la compensation versée aux clients qui participent aux programmes de gestion de la puissance et le montant versé au Transporteur pour un service de transport non ferme.*

*Les intervenants recommandent à la Régie de statuer que la capacité relative à la Gestion de la puissance est une capacité non ferme qui ne doit pas être incluse dans les besoins de la charge locale pour la détermination du tarif de transport et de la facture de transport du Distributeur.»*

**Demande :**

24.1 Veuillez commenter la position de l'AQCIE-CIFQ présentée au préambule, en précisant la position du Distributeur à l'égard de l'argument d'une double facturation.

**Réponse :**

11 Le Distributeur est en désaccord avec la position de l'intervenant quant à la  
12 double facturation.

13 Il y a lieu de rappeler que les moyens de GDP permettent d'éviter l'acquisition  
14 d'approvisionnements en puissance et que les coûts associés inclus dans le  
15 revenu requis du Distributeur, bien que calibrés sur les coûts évités, sont

---

<sup>25</sup> Avis de la Régie, page 51, graphique 2.



1           justifiés au même titre que les coûts des autres approvisionnements pour leur  
2           contribution au bilan en puissance.

3           Par ailleurs, le Distributeur tient à mentionner ce qui suit quant à l'impact de  
4           l'électricité interruptible et de la GDP sur le revenu requis du Transporteur et  
5           au tarif qui en découle

6           Pour ce qui est du programme GDP Affaires, ce dernier est en place depuis  
7           2015 seulement et n'a pas encore atteint son plein potentiel. Bien que le  
8           Distributeur transmette l'information quant à l'emplacement et l'effacement  
9           réel des clients à chacun des postes satellites, le Transporteur n'a pas  
10          nécessairement intégré cette information dans sa planification actuelle des  
11          investissements. Ainsi, il est peu probable que le Programme ait eu à ce jour  
12          un impact à la baisse sur le revenu requis du Transporteur.

13          Toutefois, comme mentionné dans sa réplique au dossier R-4041-2018 (pièce  
14          B-0058, paragraphe 90), le Distributeur et le Transporteur ont entrepris des  
15          travaux sur le coût évité de transport et discutent notamment des questions  
16          de zones régionales et de coïncidence à la pointe des programmes en gestion  
17          de la puissance, afin que le Transporteur prenne en compte la GDP dans sa  
18          planification future. À noter que, compte tenu de ces discussions concernant  
19          l'intégration des programmes de GDP dans la planification des  
20          investissements du Transporteur, le Distributeur affirme qu'il est légitime  
21          d'appliquer dès à présent le coût évité de transport dans les analyses  
22          économiques du programme GDP Affaires. En effet, les coûts évités  
23          représentent une annuité croissante et tiennent donc compte des  
24          investissements futurs sur un horizon de 10 ans.

25          Concernant l'électricité interruptible, le coût évité de transport ne pourrait être  
26          considéré, compte tenu l'emplacement de ces clients sur le réseau de  
27          transport en haute tension. En effet, ces clients sont situés en amont des  
28          postes satellites ; leur effacement ne permet d'aucune façon de reporter un  
29          investissement en croissance sur ces postes, et de ce fait, contribuer à la  
30          baisse du revenu requis du Transporteur. D'ailleurs, le coût évité de transport  
31          n'a jamais été considéré par le Distributeur dans la calibration de cette option  
32          tarifaire.

33          Finalement, le Distributeur mentionne qu'il transmet à chaque dossier tarifaire  
34          au Transporteur sa prévision des BRD ainsi que l'information sur les  
35          différents programmes d'effacement. Le Transporteur lui transmet par la suite  
36          la facture de la charge locale, conformément aux modalités des *Tarifs et*  
37          *conditions des services de transport d'Hydro-Québec.*

25. **Références :** (i) Pièce [C-UC-0010](#), p. 11;  
(ii) Pièce [C-UC-0010](#), p. 8 à p. 10.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur propose de poursuivre sa stratégie de rétention au tarif DT en gelant les prix de l'énergie du tarif après une baisse cumulative des prix de l'énergie de 5,2 % depuis 2017 soit des baisses des prix de l'énergie de 2,6 % au 1<sup>er</sup> avril 2017, de 2,5 % au 1<sup>er</sup> avril 2018

Le parc biénergie comptera 109 985 abonnés en 2019 plutôt que les 112 740 de 2018 et les 114 914 de 2017 pour une perte de près de 5 000 clients depuis l'instauration de la stratégie de rétention. Combien de clients auraient quitté le parc sans cette stratégie ? Quelle est la rentabilité de cette stratégie ? On n'en sait rien. Le Distributeur n'apporte aucun fait probant permettant d'apprécier l'efficacité ou la rentabilité de sa stratégie dont les coûts sont assumés uniquement par les clients résidentiels. Rappelons que l'indice d'interfinancement du tarif DT est de 76,4 pour l'année témoin 2019 alors qu'il est de plus de 88 % pour l'ensemble de la clientèle. UC s'interroge grandement sur l'équité de la situation. »

(ii) « La Figure 3 présente la distribution des économies réelles sur la facture par rapport au tarif D des clients au tarif DT selon les conditions climatiques réelles de 2017. Près de 12 % des clients font des gains inférieurs à 100 \$. Alors qu'on peut supposer a priori qu'il coûte plus cher de chauffer au combustible plutôt qu'à l'électricité pendant les heures de pointe, coûts qui ne sont pas pris en compte dans cette comparaison de facture d'électricité, un gain de 100 \$ ne permet même pas de couvrir les frais d'entretien supplémentaire d'un système biénergie par rapport à un système à air chaud tout électrique.

Il est difficilement admissible que des clients soient ainsi pénalisés, d'autant plus qu'il est difficile pour un client d'évaluer les pertes ou gains monétaires de fonctionner en mode biénergie ou d'être facturé au tarif DT plutôt qu'au tarif D. C'est pourquoi UC souhaite que le Distributeur continue d'être proactif en repérant les cas problématiques au tarif DT. Elle recommande donc à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il entreprenne une activité de prévention et d'information similaire à celle de 2015 auprès des clients qui continuent de perdre de l'argent au tarif DT.

Cette activité pourrait se limiter à une lettre du Distributeur aux clients leur expliquant qu'il constate la possibilité d'un problème avec le système biénergie ou avec le tarif et incluant une série solutions possibles via une foire aux questions.

[...]

En revanche, une biénergie télécommandée pourrait être avantageuse pour les clients actuellement désavantagés par le tarif DT. UC invite la Régie à exiger du Distributeur qu'il étudie un scénario où une option de biénergie interruptible était offerte de façon ciblée aux clients défavorisés par le tarif DT. »

**Demandes :**

25.1 Veuillez élaborer et justifier la nécessité de poursuivre la bonification du tarif DT, considérant les observations de l'UC au préambule (i), en précisant l'objectif de bonification visée par le Distributeur.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur rappelle que l'objectif visé par la bonification d'économies au**  
2           **tarif DT est de ralentir l'érosion observée du parc biénergie résidentielle. La**  
3           **Régie a reconnu la pertinence de cet objectif dans les décisions D-2017-022 et**  
4           **D-2018-025 en approuvant les baisses de prix d'énergie au tarif DT. L'objectif**  
5           **n'est donc pas d'attirer de nouveaux clients au tarif DT, mais plutôt de**  
6           **conserver les clients actuels qui, rappelons-le, ont choisi le tarif DT**  
7           **principalement pour des considérations monétaires.**

8           **Force est de constater que l'érosion du parc biénergie se poursuit. Le**  
9           **Distributeur rappelle toutefois que l'évolution du nombre d'abonnés au**  
10           **tarif DT s'explique par deux phénomènes : les retraits et les adhésions.**  
11           **L'évolution du nombre de demandes d'adhésion et de retraits au tarif DT**  
12           **présentée dans le *Rapport annuel du Distributeur 2017* à la pièce HQD-7,**  
13           **document 3 (B-0050), section 4 montre une baisse du nombre de retraits en**  
14           **2017 par rapport aux années précédentes. Il s'agirait donc d'un ralentissement**  
15           **dans l'érosion du parc biénergie existant, toutes choses égales par ailleurs.**  
16           **Mais comme la baisse du nombre d'adhésions au tarif DT est supérieure à**  
17           **celle des retraits, l'effritement du parc biénergie s'est accéléré en 2017 par**  
18           **rapport à 2016. De l'avis du Distributeur, il n'est donc pas possible de**  
19           **conclure au manque d'efficacité de la stratégie de rétention uniquement sur la**  
20           **base du nombre d'abonnés au tarif DT.**

21           **Le Distributeur ne peut conclure non plus sans l'ombre d'un doute que la**  
22           **diminution des retraits en 2017 est attribuable à la baisse des prix d'énergie**  
23           **du tarif DT entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017. Néanmoins, l'impact réel de la**  
24           **baisse des prix d'énergie sur la facture d'électricité est quant à lui indéniable.**  
25           **En effet, une majorité des clients au tarif DT ont réalisé davantage**  
26           **d'économies sur leur facture d'électricité grâce à elles (voir à ce sujet la**  
27           **réponse à la question 1.5 d'UC à la pièce HQD-14, document 12 [B-0079]). Le**  
28           **Distributeur est d'avis qu'un client qui réalise davantage d'économies sera**  
29           **moins enclin à quitter le tarif DT pour des considérations monétaires.**

30           **Pour cette raison et compte tenu de l'importance de la contribution de la**  
31           **clientèle facturée au tarif DT à la gestion des besoins en puissance, le**  
32           **Distributeur considère qu'il est justifié de poursuivre la bonification des**  
33           **économies des clients au tarif DT, même à un rythme moins soutenu que les**  
34           **années précédentes.**

25.2 Veuillez élaborer sur la faisabilité, les mérites et les inconvénients de la suggestion d'UC au préambule (ii), soit d'offrir une option de biénergie télécommandée ciblant prioritairement les clients défavorisés par le tarif DT.

**Réponse :**

1            **Le projet pilote de biénergie interruptible réalisé au cours de l'hiver 2016-2017**  
2            **a permis de démontrer la faisabilité technique d'utiliser une télécommande**  
3            **plutôt qu'une sonde de température pour permuter le système de chauffage**  
4            **de l'électricité vers le combustible.**

5            **Le Distributeur ne voit aucun avantage à offrir une option tarifaire de**  
6            **biénergie télécommandée dans le contexte actuel de l'introduction d'options**  
7            **de tarification dynamique. D'une part, comme mentionné en réponse à la**  
8            **question 13.19 de la FCEI à la pièce HQD-14, document 6 (B-0072), le**  
9            **Distributeur considère que le passage à l'une des options de tarification**  
10           **dynamique proposées pourrait constituer une alternative intéressante pour**  
11           **les clients facturés au tarif DT qui ne réalisent actuellement pas d'économie.**

12           **Le Distributeur rappelle que la tarification dynamique s'adresse à tous les**  
13           **clients du Distributeur ayant la capacité d'effacer ou réduire leur**  
14           **consommation durant les heures critiques, peu importe l'usage ou le moyen**  
15           **utilisé. En ce sens, il n'est pas nécessaire d'introduire une option tarifaire**  
16           **supplémentaire visant spécifiquement les clients biénergie qui ne réalisent**  
17           **pas d'économies au tarif DT puisque la tarification dynamique leur permettra**  
18           **de tirer profit de leur système biénergie pour réaliser des économies en**  
19           **contrepartie d'un effacement pour un nombre plus limité d'heures qu'au**  
20           **tarif DT actuel, tout en maintenant, pour le Distributeur, une certaine**  
21           **contribution à la gestion plus fine des aléas de la demande.**

22           **Plus précisément, en adhérant au CPC, ces clients auront la certitude de ne**  
23           **jamais être pénalisés par rapport au tarif D, sans qu'ils aient besoin d'une**  
24           **option de biénergie télécommandée. Toutefois, pour ce qui est du TPC, bien**  
25           **qu'il assure un nombre d'heures d'effacement moindre qu'au tarif DT, il n'en**  
26           **demeure pas moins que par sa nature même, celui-ci ne permet pas de**  
27           **garantir que chaque client y adhérant, qu'il soit biénergie ou non, n'y sera pas**  
28           **pénalisé par rapport au tarif D, et ce, avec ou sans télécommande.**

29           **D'autre part, le Distributeur rappelle que les clients au tarif DT sondés en**  
30           **novembre 2017 ont démontré peu d'intérêt pour une nouvelle offre de**  
31           **biénergie télécommandée qui leur permettrait de réaliser des économies en**  
32           **contrepartie d'un effacement moindre qu'au tarif DT, sans les pénaliser s'ils**  
33           **continuaient d'utiliser l'électricité<sup>26</sup>.**

---

<sup>26</sup> Voir la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062), annexe A, pages 43 et 44.

1           **Quant à la recommandation d'UC, citée au préambule (ii), d'exiger que le**  
2           **Distributeur entreprenne une activité de prévention et d'information similaire à**  
3           **celle de 2015 auprès des clients qui continuent de perdre de l'argent au**  
4           **tarif DT, le Distributeur tient à rappeler qu'il a déjà annoncé<sup>27</sup> son intention de**  
5           **poursuivre la sensibilisation à la biénergie de différentes façons. Parmi les**  
6           **mesures prévues, il y a la refonte du site Web associé au tarif DT, l'envoi d'un**  
7           **rapport personnalisé aux clients DT détaillant leurs économies annuelles par**  
8           **rapport au tarif D et un accompagnement personnalisé des clients qui ne**  
9           **réalisent pas d'économies pour les aider à identifier des moyens pour**  
10           **maximiser les avantages de ce tarif ou d'évaluer si le tarif DT leur convient**  
11           **toujours.**

25.3 Veuillez élaborer sur la possibilité que cette clientèle particulière puisse tirer un meilleur profit de la biénergie en adhérant à une option de biénergie télécommandée avec une option de tarification dynamique.

**Réponse :**

12           **Voir la réponse à la question 25.2.**

---

<sup>27</sup> Voir la pièce HQD-10, document 1 (B-0026), page 14, lignes 1 à 14.