

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'AHQ-ARQ**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ

INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE

1. **Référence :** B-0008, HQD-2, document 1, pages 17 et 18.

Préambule :

«

Indice de continuité - Distribution (IC brut et normalisé)

Définition : Mesure le nombre moyen de minutes d'interruption de service par client alimenté en moyenne tension (pannes et interruptions programmées).

Méthode de calcul :
$$\frac{\text{Somme des clients} \times \text{minutes interrompues (pannes et interruptions programmées) en moyenne tension}}{\text{Somme des clients alimentés en moyenne tension}}$$

[...]

Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)

Définition : Mesure la moyenne des durées des pannes en heures par client ayant subi une panne (CHI) autant sur le réseau basse tension que moyenne tension. Les interruptions planifiées et les pannes du Transporteur sont exclues.

Méthode de calcul :
$$\frac{\text{Somme (durées en heures de l'interruption} \times \text{nombre de clients avec service interrompu)}}{\text{Somme des clients avec service interrompu}}$$

»

Ces trois indicateurs ont comme intrant les durées des interruptions.

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur détectait l'interruption d'un client et en déterminait l'heure de début, avant l'implantation de l'infrastructure de mesurage avancé (IMA) et des compteurs intelligents.

Réponse :

- 1 **Avant l'implantation de l'IMA, l'heure du début de panne était saisie dans le**
2 **système lors de l'appel du client ou lorsque le Distributeur captait, via les**
3 **logiciels de ses centres d'exploitation (CED), un déclenchement d'un**
4 **disjoncteur au poste.**
- 5 **Depuis l'implantation de l'IMA, outre les éléments cités précédemment, les**
6 **événements reçus par le centre d'exploitation du mesurage (CEM) provenant**
7 **des compteurs non alimentés sont transmis dans les logiciels des CED. Tant**

1 pour les interruptions basse tension que moyenne tension, le système crée
2 automatiquement l'appel de panne (c'est-à-dire interroge à distance les
3 compteurs via l'IMA) environ 8 minutes après le début de l'événement soit
4 l'interruption des compteurs. Ceci détermine l'heure de début de l'interruption
5 de service. Le Distributeur tient à souligner que, pour les interruptions basse
6 tension, l'IMA permet une proactivité accrue et apporte une précision
7 additionnelle sur l'heure de début de l'interruption, qui n'était pas captée
8 auparavant dans les logiciels du CED. Si toutefois le client appelle dans les
9 8 premières minutes de l'interruption de service, c'est l'heure de l'appel du
10 client qui sera saisie dans le système.

11 Les événements qui touchent 50 % ou moins des compteurs liés à un
12 transformateur sont des cas pour lesquels l'appel de panne sera créé lorsque
13 le client signalera la situation à Hydro-Québec. L'heure de début de la panne
14 sera alors celle à laquelle le client aura signalé la panne.

15 Concernant l'heure de fin de l'interruption, le processus demeure le même
16 qu'avant l'implantation de l'IMA. L'heure de fin de l'interruption est déterminée
17 lors de la confirmation de la fermeture de l'équipement par l'opérateur dans le
18 système d'exploitation. Toutefois, depuis l'implantation de l'IMA, il y a une
19 validation de la confirmation de l'heure de fin de l'interruption en interrogeant
20 les compteurs, ce qui amène une précision additionnelle de la donnée.

1.2 Veuillez indiquer comment le Distributeur détecte l'interruption d'un client et en détermine l'heure de début, depuis l'implantation de l'IMA et des compteurs intelligents.

Réponse :

21 Voir la réponse à la question 1.1.

1.3 Veuillez fournir l'évaluation du Distributeur de la différence moyenne de l'heure de début d'une interruption de client entre les deux méthodes décrites en réponse aux demandes 1.1 et 1.2.

Réponse :

22 Voir la réponse à la question 1.1.

1.4 Veuillez indiquer comment le Distributeur déterminait l'heure de fin d'une interruption de client, avant l'implantation de l'IMA et des compteurs intelligents.

Réponse :

23 Voir la réponse à la question 1.1.

1.5 Veuillez indiquer comment le Distributeur détermine l'heure de fin d'une interruption de client, depuis l'implantation de l'IMA et des compteurs intelligents.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.6 Veuillez fournir l'évaluation du Distributeur de la différence moyenne de l'heure de fin d'une interruption de client entre les deux méthodes décrites en réponse des demandes 1.4 et 1.5

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.7 Pour chacun des trois indicateurs dont il est question à la référence, veuillez fournir l'évaluation du Distributeur de la différence moyenne annuelle de l'indicateur induite par la différence des méthodes de détermination des heures de début et de fin des interruptions des clients, avant et après l'implantation de l'IMA et des compteurs intelligents.

Réponse :

3 **La méthode de détermination de l'heure de début et de fin des interruptions de**
4 **service n'a aucun impact sur l'indicateur *Nombre de pannes basse tension*.**

5 **Pour ce qui est des indicateurs *Indice de continuité* et *Durée moyenne des***
6 ***interruptions par client (BT et MT)*, tel qu'il est décrit en réponse à la**
7 **question 1.1, l'implantation de l'IMA augmente la précision de la détermination**
8 **de l'heure de début et de fin de l'interruption de service.**

PRÉVISION DE LA DEMANDE

2. **Références :**

- (i) B-0012, HQD-4, document 1, page 9, lignes 1 à 7;
- (ii) R-4045, B-0040, HQD-2, document 1.1, page 4, tableau R-1.2.

Préambule :

- (i) « Aux secteurs commercial, institutionnel et industriel PME, la croissance des ventes est de l'ordre de 700 GWh par année en 2018 et 2019, dont environ 250 GWh attribuables à l'impact de l'activité économique. Quant aux efforts de développement des marchés visant les centres de données, l'usage

cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et les serres, ils permettent d'ajouter 462 GWh aux ventes entre 2017 et 2018 et 633 GWh entre 2018 et 2019, essentiellement au tarif LG. Dans une moindre mesure, l'impact des véhicules électriques sur la croissance des ventes en 2019 est de 10 GWh. » (Nous soulignons)

(ii) «

TABLEAU R-1.2 :
MISE À JOUR DU BILAN EN ÉNERGIE

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	186,2	188,4	187,8	189,2	190,0	191,6	191,7	192,5
- dont Chaînes de blocs	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	17,1	17,9	18,3	18,8	19,2	19,6	19,8	20,2
- Achats d'énergie	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	0,8	1,1
Surplus	(9,8)	(8,4)	(9,4)	(8,5)	(8,0)	(6,9)	(7,0)	(6,5)

Demandes :

2.1 Veuillez ventiler les valeurs de 462 GWh et de 633 GWh de la référence (i) entre les trois catégories de la référence (i), soit les centres de données, l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et les serres.

Réponse :

1 **Le tableau R-2.1 présente la ventilation des valeurs de croissance des ventes**
2 **pour les centres de données, l'usage cryptographique appliqué aux chaînes**
3 **de blocs et les serres.**

TABLEAU R-2.1 :
Croissance des ventes - développement de marchés

En GWh	2017/2018	2018/2019
Centres de données	153	104
Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs	291	493
Serres	19	36
Total	462	633

2.2 Veuillez concilier la valeur de 0,8 TWh de la référence (ii) pour les chaînes de blocs avec la réponse à la demande précédente.

Réponse :

4 **La mise à jour du bilan en énergie de la référence (ii) s'appuie sur la**
5 **croissance attribuable à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de**
6 **blocs indiquée au tableau R-2.1.**

2.3 Veuillez indiquer la valeur pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs incluse dans la prévision de la demande en puissance pour l'hiver 2018-2019 et pour l'hiver 2019-2020.

Réponse :

1 **La valeur incluse dans la prévision de la demande en puissance pour l'usage**
2 **cryptographique appliqué aux chaînes de blocs pour les hivers 2018-2019 et**
3 **2019-2020 est de 110 MW, soit un accroissement de 88 MW par rapport à la**
4 **consommation réelle connue au moment de la prévision.**

3. Référence : B-0012, HQD-4, document 1, page 15, lignes 12 à 15.

Préambule :

« Le taux de pertes de distribution et de transport prévu pour l'année 2019 est de 7,4 % sous des conditions climatiques normales. Ce taux reflète les taux de pertes observés au cours des dernières années. Le taux intègre également un impact sur les pertes de la mise en service prévue en 2019 du projet de ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île. »

Demandes :

3.1 Veuillez présenter les intrants et le calcul qui ont mené à la prévision, dont il est question à la référence, de 7,4 % sous des conditions climatiques normales en se basant sur les taux de pertes observés au cours des dernières années et de l'impact sur les pertes de la mise en service prévue en 2019 du projet de ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île.

Réponse :

5 **Les taux de pertes prévus découlent d'un modèle de régression linéaire sur**
6 **les pertes mensuelles réelles depuis 2009. Ces dernières sont calculées à**
7 **partir des statistiques de besoins en énergie et des ventes du Distributeur. En**
8 **plus des variables climatiques et des profils de consommation, le modèle**
9 **intègre une variable d'ajustement pour tenir compte de la baisse récente du**
10 **taux de pertes globales.**

11 **Pour les fins de la prévision de la demande en énergie, le Distributeur a**
12 **considéré un impact de -0,1 % sur le taux de pertes globales dû à la mise en**
13 **service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île. Cet impact a**
14 **été ajouté à la marge du modèle de prévision des pertes à partir du mois**
15 **d'avril 2019. Pour les mois d'avril à décembre 2019, l'impact sur les pertes est**
16 **estimé à -120 GWh.**

17 **Par ailleurs, bien que le Distributeur ait pris connaissance du dossier**
18 **R-3887-2014 traitant de l'impact différentiel sur les pertes du projet de ligne à**

1 **735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île, il a tenu compte de façon prudente**
2 **de l'effet de la mise en service du projet sur la prévision de la demande.**

3.2 L'AHQ-ARQ comprend que le taux de pertes dont il est question à la référence s'applique sur l'énergie totale annuelle. Veuillez fournir la prévision pour 2019 du taux de pertes de distribution et de transport en puissance prévu à la pointe annuelle sous des conditions climatiques normales.

Réponse :

3 **Le Distributeur n'effectue pas de prévision du taux de pertes de distribution et**
4 **de transport en puissance. Les besoins en puissance prévus sont établis à**
5 **partir de la demande en énergie par usages.**

6 **Puisque la mise en service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-**
7 **Bout-de-l'Île est prévue pour avril 2019, le Distributeur n'a pas eu besoin**
8 **d'ajuster la prévision des besoins en puissance de l'hiver 2018-2019 pour tenir**
9 **compte de cet élément.**

3.3 Veuillez présenter les intrants et le calcul qui ont mené à la prévision, fournie en réponse à la demande précédente, du taux de pertes de distribution et de transport en puissance prévu à la pointe annuelle sous des conditions climatiques normales en se basant sur les taux de pertes observés au cours des dernières années et de l'impact sur les pertes de la mise en service prévue en 2019 du projet de ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 3.2.**

3.4 Veuillez indiquer l'hypothèse de la date de mise en service en 2019 qui a été utilisée pour calculer l'impact sur les pertes de la mise en service du projet de ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île dont il est question à la référence.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 3.1.**

3.5 Veuillez fournir la valeur en énergie qui a été utilisée pour représenter l'impact sur les pertes de la mise en service prévue en 2019 du projet de ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île dont il est question à la référence et fournir les références indiquant la provenance des éléments menant à cette valeur.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 3.1.**

- 3.6 Veuillez fournir la valeur en puissance à la pointe qui a été utilisée pour représenter l'impact sur les pertes de la mise en service prévue en 2019 du projet de ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île dont il est question à la référence et fournir les références indiquant la provenance des éléments menant à cette valeur.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 3.2.**

4. Références :

- (i) B-0012, HQD-4, document 1, page 17;
- (ii) R-4058-2018, B-0031, HQT-9, document 1, Annexe 1, page 7, (section 3.1) et page 25 (annexe 1).

Préambule :

- (i) « *Tout d'abord, le Distributeur a évalué l'impact sur les pertes du remplacement massif des compteurs électromécaniques. En plus de l'analyse effectuée en 2016, le Distributeur a reconduit une analyse plus complète en 2018. Ces deux analyses [note de bas de page omise] n'ont pas permis de détecter d'impact significatif sur le bilan des pertes provenant du remplacement massif des compteurs.*

Également, tout au long de la période analysée, le Distributeur a augmenté la consommation au tarif forfaitaire (non mesurée), considérée dans le bilan des pertes. En 2017, la consommation au tarif forfaitaire a atteint 410 GWh, ce qui a entraîné une baisse de 0,3 point de pourcentage sur le taux de pertes.

Le Transporteur et l'IREQ effectuent présentement des travaux sur l'établissement du taux de pertes de transport et des besoins en énergie du Distributeur. Les variations sur les valeurs de ces derniers ont un impact sur le taux des pertes globales et celui des pertes de distribution. Ainsi, tant que les travaux du Transporteur ne seront pas terminés, le Distributeur ne sera pas en mesure d'expliquer les variations des pertes historiques.

Le tableau 7 présente les taux de pertes globales, de transport et de distribution sur la période 2004 à 2017. Nonobstant l'impact de la hausse de la consommation au tarif forfaitaire sur les pertes (-0,3%), le taux de pertes globales et celui de distribution de l'année 2017 auraient été comparables à ceux observés sur la période historique analysée.

Le Distributeur poursuit la vigie de l'évolution des pertes et entreprendra, si nécessaire, des travaux additionnels.

**TABLEAU 7 :
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION RÉELS**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux de pertes globales	7.5%	7.7%	7.4%	7.5%	7.7%	7.5%	7.9%	7.8%	7.9%	8.1%	7.6%	7.5%	7.5%	7.5%
Taux de pertes de transport	5.2%	5.3%	5.3%	5.3%	5.4%	5.4%	5.5%	5.6%	5.7%	5.9%	5.9%	6.1%	6.3%	5.8%
Taux de pertes de distribution	2.2%	2.3%	2.0%	2.1%	2.2%	1.9%	2.3%	2.1%	2.1%	2.1%	1.6%	1.3%	1.0%	1.6%

»

- (ii) Aux pages 7 et 25, le Transporteur décrit la méthode de calcul des pertes et du taux de pertes de transport, en mentionnant que celles-ci sont basées sur environ 400 mesures pour calculer l'énergie reçue et environ 1 100 mesures pour calculer l'énergie livrée, provenant essentiellement du secondaire des transformateurs ainsi que des interconnexions. Lors de la séance de travail du 11 juillet 2018 sur l'évolution du taux de pertes de transport, le Transporteur a indiqué que les pertes de transport étaient calculées à partir de données horaires.

Demandes :

- 4.1 Veuillez décrire, comme l'a fait le Transporteur à la référence (ii), la méthode de calcul des pertes et du taux de pertes de distribution en indiquant notamment le nombre de mesures et le pas de temps utilisés.

Réponse :

1 Tout d'abord, comme présenté au tableau 6 de la pièce HQD-4 document 1
2 (B-0012), les pertes globales (transport et distribution) correspondent à l'écart
3 entre les besoins en énergie du Distributeur et la consommation à
4 approvisionner. Les besoins du Distributeur sont calculés par le Transporteur
5 à partir des mesures mentionnées à la référence (ii). Pour ce qui est de la
6 consommation à approvisionner, elle est obtenue essentiellement à partir des
7 mesures de la consommation chez les clients du Distributeur (compteurs).

8 Les pertes de distribution sont obtenues par la différence entre les pertes
9 globales et les pertes de transport attribuables aux besoins du Distributeur.
10 Ces dernières découlent du taux de pertes de transport calculé par le
11 Transporteur selon la méthode décrite à la référence (ii).

12 Les formules utilisées pour obtenir les pertes de distribution et celles de
13 transport attribuables aux besoins du Distributeur sont les suivantes :

14 **Soit**

- 15 – **B :** besoins du Distributeur
- 16 – **C :** consommation à approvisionner
- 17 – **PG :** pertes globales
- 18 – **PD :** pertes de distribution
- 19 – **PTB :** pertes de transport attribuables aux besoins du Distributeur

- 1 – TT : taux de pertes de transport
2 – TD : taux de pertes de distribution
3 – TG : taux de pertes globales.

4
5 **$PTB = B - B / (1 + TT)$**

6 **$PD = PG - PTB$**

7 **$TD = PD / C$**

8 **$B = C \times (1 + TD) \times (1 + TT) = C \times (1 + TG)$**

4.2 Veuillez décrire la méthode d'analyse utilisée dans le cadre de l'analyse effectuée en 2016 dont il est question au premier paragraphe de la référence (i). Veuillez notamment décrire comment le Distributeur compare la précision de mesure des anciens et des nouveaux compteurs sur l'échantillon des 131 000 compteurs analysés.

Réponse :

9 **L'analyse effectuée en 2016 ne traite pas de la précision de mesure des**
10 **compteurs. Voir la réponse à la question 4.3 pour plus de détails quant aux**
11 **analyses effectuées en 2016 et 2018.**

4.3 Veuillez décrire la méthode d'analyse utilisée dans le cadre de l'analyse effectuée en 2018 dont il est question au premier paragraphe de la référence (i). Veuillez notamment expliquer ce que le Distributeur entend par une « *analyse longitudinale* » et décrire comment le Distributeur compare la précision de mesure des anciens et des nouveaux compteurs sur l'échantillon des 750 000 compteurs analysés.

Réponse :

12 **Les analyses réalisées en 2016 et 2018 visaient à établir si la réduction de la**
13 **perte de distribution pouvait être attribuable au remplacement des compteurs**
14 **électromécaniques par des compteurs communicants ou, en d'autres termes,**
15 **si ce remplacement de compteurs entraînait une augmentation de l'énergie**
16 **facturée.**

17 **Le Distributeur a retenu un échantillon d'installations, sur lequel des analyses**
18 **statistiques ont ensuite été effectuées afin d'expliquer les variations de**
19 **consommation et d'en isoler la part attribuable au remplacement de compteur.**
20 **Ce type d'analyse où les données considérées sont mesurées à répétition**
21 **dans le temps pour les mêmes installations électriques est qualifiée de**
22 **longitudinale.**

1 Les analyses statistiques de 2016 et 2018 suggèrent que le remplacement
2 d'un compteur électromécanique par un compteur communicant n'augmente
3 pas la consommation facturée.

4 De plus, l'analyse de 2018 a permis au Distributeur de mieux quantifier
5 l'impact du changement de compteur sur la consommation facturée. L'impact
6 associé au fait de posséder un compteur communicant plutôt qu'un compteur
7 électromécanique est de -0.06 ± 0.03 kWh/jour selon un intervalle de confiance
8 de 95 %. Le Distributeur a ainsi l'assurance que le remplacement massif des
9 compteurs n'a eu aucune influence sur le bilan des pertes.

4.4 Veuillez fournir les résultats des deux analyses dont il est question à la référence (i)
montrant l'impact chiffré sur le bilan des pertes provenant du remplacement massif
des compteurs et démontrant qu'un tel impact n'est pas significatif selon l'affirmation
du Distributeur.

Réponse :

10 Voir la réponse à la question 4.3.

4.5 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ
selon laquelle le Distributeur, avec les compteurs électromécaniques, devait
procéder à des estimations pour déterminer l'énergie vendue étant donné que les
compteurs n'étaient relevés que quelques fois par année.

Réponse :

11 Le Distributeur, pour les installations équipées de compteurs
12 électromécaniques, doit effectivement procéder à des estimations pour
13 déterminer l'énergie consommée puisque ces compteurs ne sont relevés que
14 périodiquement pour les fins de la facturation. L'estimation effectuée
15 concerne les ventes à facturer et la répartition de la consommation entre deux
16 exercices de relève.

4.6 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ
selon laquelle le Distributeur, avec l'IMA et les compteurs intelligents, possède les
données réelles d'énergie vendue à un pas de temps horaire (ou moindre) et que,
par conséquent, il ne doit plus procéder à des estimations pour déterminer l'énergie
vendue.

Réponse :

17 Le Distributeur, pour les installations équipées de compteurs communicants,
18 dispose effectivement des données réelles et, par conséquent, n'a plus à
19 estimer l'énergie consommée.

- 4.7** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle la mesure des données réelles de ventes devrait être plus précise avec l'IMA et les compteurs intelligents, étant donné la compréhension de l'AHQ-ARQ citée aux deux demandes précédentes.

Réponse :

1 **L'IMA permet un exercice d'établissement des ventes à facturer plus précis,**
2 **puisque le Distributeur bénéficie d'une lecture réelle de l'énergie distribuée**
3 **pour une majorité de ses installations. Toutefois, le Distributeur tient à**
4 **souligner qu'il n'y a plus de gain de précision sur la consommation en énergie**
5 **dès lors que la relève du compteur électromécanique est effectuée.**

6 **Voir la réponse à la question 4.5 concernant la nature de l'estimation effectuée**
7 **pour un compteur électromécanique.**

- 4.8** Veuillez expliquer ce que le Distributeur entend par la « *consommation au tarif forfaitaire (non mesurée)* » dont il est question à la référence (i) et veuillez expliquer comment cette consommation est considérée dans le bilan des pertes. Veuillez aussi expliquer pourquoi une telle consommation n'est pas mesurée.

Réponse :

8 **La consommation au tarif forfaitaire dont il est question à la référence (i)**
9 **correspond à la description du chapitre 8 des Tarifs.**

10 **Comme mentionné dans ce document, cette consommation n'est pas**
11 **mesurée. Toutefois, aux fins de cohérence entre les revenus facturés et**
12 **l'énergie associée, le Distributeur a progressivement augmenté la**
13 **consommation associée à ce tarif sur la période d'analyse des variations de**
14 **pertes. En d'autres termes, une partie des pertes estimées était attribuable à**
15 **une sous-estimation de l'énergie associée au tarif forfaitaire. L'augmentation**
16 **de la consommation considérée à ce tarif entraîne donc directement une**
17 **baisse des pertes.**

18 **Présentement, le Distributeur associe une consommation en énergie pour**
19 **chacune des factures émises à ce tarif. Ainsi, cet élément ne devrait plus**
20 **contribuer à la variation future des pertes du Distributeur.**

- 4.9** Veuillez indiquer de quelle « *période analysée* » il est question au deuxième paragraphe de la référence (i).

Réponse :

21 **Le Distributeur fait référence à la période 2004 à 2017.**

4.10 Veuillez expliquer ce que le Distributeur entend à la référence (i) quand il mentionne qu'il « a augmenté la consommation au tarif forfaitaire (non mesurée). »

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.8.**

4.11 Veuillez fournir, pour chaque année de la période analysée dont il est question à la référence (i), la valeur originale et la valeur de l'augmentation effectuée par le Distributeur de la « consommation au tarif forfaitaire (non mesurée) », considérée dans le bilan des pertes.

Réponse :

2 **Le tableau R-4.11 présente l'évolution de la consommation au tarif forfaitaire**
3 **considérée dans l'analyse des pertes du Distributeur.**

**TABLEAU R-4.11 :
CONSOMMATION HISTORIQUE AU TARIF FORFAITAIRE (EN GWH)**

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
170	178	175	171	170	290	294	279	268	258	250	243	243	413

4 **Le tableau R-4.11 montre que le Distributeur a effectué un ajustement à la**
5 **hausse plus important en 2017 sur la consommation au tarif forfaitaire. Cet**
6 **ajustement a permis d'associer une consommation en énergie pour chaque**
7 **facture émise à ce tarif.**

4.12 Veuillez expliquer pourquoi l'augmentation dont il est question au deuxième paragraphe de la référence (i) est-elle nécessaire.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 4.8.**

4.13 Veuillez indiquer quand le Distributeur a procédé à l'augmentation dont il est question au deuxième paragraphe de la référence (i).

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 4.11.**

4.14 Veuillez indiquer de quel taux de pertes il est question au deuxième paragraphe de la référence (i), celui de transport ou celui de distribution.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.15.**

4.15 Veuillez fournir les chiffres qui permettent de montrer que la consommation au tarif forfaitaire de 410 GWh dont il est question au deuxième paragraphe de la référence (i) entraîne une baisse de 0,3 point de pourcentage sur le taux de pertes de 2017.

Réponse :

2 **Le tableau R-4.15 présente le calcul de l’impact de -0,3 point de pourcentage**
 3 **sur le taux de pertes globales de 2017.**

**TABLEAU R-4.15 :
 IMPACT DE LA CONSOMMATION AU TARIF FORFAITAIRE SUR LES PERTES (GWh)**

	Incluant 410 GWh de consommation forfaitaire	Excluant 410 GWh de consommation forfaitaire	Écart (1) moins (2)
	(1)	(2)	
Consommation à approvisionner	170 814	170 404	410
Pertes de transport et de distribution	12 745	13 155	-410
Besoins en énergie du Distributeur	183 559	183 559	0
Taux de pertes (%)	7,46%	7,72%	-0,3%

4 **Toutefois, l’évaluation de cet impact présentée à la pièce en référence (i)**
 5 **s’appuyait sur l’hypothèse qu’aucune consommation au tarif forfaitaire n’était**
 6 **considérée dans le bilan des pertes des années 2004 à 2008. Or, comme**
 7 **indiqué au tableau R-4.11, la valeur annuelle sur cette période est plutôt de**
 8 **l’ordre de 170 GWh. Ainsi, l’accroissement de la consommation au tarif**
 9 **forfaitaire en 2017 par rapport à celle de la période 2004 à 2008 est d’environ**
 10 **240 GWh. Sur la base du calcul présenté au tableau R-4.15, l’impact de**
 11 **l’accroissement de la consommation au tarif forfaitaire en 2017 correspond**
 12 **plutôt à une baisse de 0,2 point de pourcentage. Par rapport à la période 2009**
 13 **à 2016, cet impact correspond à une baisse de 0,1 point de pourcentage.**

14 **Cet impact se traduit par un impact équivalent sur le taux de pertes de**
 15 **distribution. Comme mentionné à la référence (i), en excluant la**
 16 **consommation au tarif forfaitaire, le taux de pertes globales et de distribution**
 17 **de l’année 2017 se compare davantage, de façon générale, à ceux présentés**
 18 **au tableau 7 de la pièce HQD-4, document 1 (B-0012). À ce sujet, voir**
 19 **également la réponse à la question 4.17.**

20 **Le Distributeur tient à préciser que la section 3.1 de la pièce HQD-4,**
 21 **document 1 (B-0012) fait essentiellement état des travaux du Distributeur pour**
 22 **expliquer les variations historiques des pertes. Bien que le bilan des pertes de**

1 l'année 2017 se compare mieux à ceux observés historiquement, le
2 Distributeur poursuit son implication dans les travaux conjoints avec le
3 Transporteur. À ce sujet, voir également la réponse à la question 4.16.

4.16 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne participe-t-il pas aux travaux avec le Transporteur et l'IREQ pour l'établissement des besoins en énergie du Distributeur, tel que mentionné à la référence (i).

Réponse :

4 Les calculs des pertes réelles de transport et des besoins réels sont sous la
5 responsabilité du Transporteur. Le Distributeur fait toutefois un suivi des
6 travaux complétés par le Transporteur.

4.17 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation suivante de la référence (i) : « Nonobstant l'impact de la hausse de la consommation au tarif forfaitaire sur les pertes (-0,3%), le taux de pertes globales et celui de distribution de l'année 2017 auraient été comparables à ceux observés sur la période historique analysée. » en spécifiant notamment de quelle période historique il est question.

Réponse :

7 Le Distributeur fait référence à la période 2004 à 2016.
8 La moyenne des taux de pertes globales et de distribution sur cette période
9 sont respectivement de 7,6 % et 1,9 %. L'application de l'ajustement pour le
10 tarif forfaitaire (-0,2 % pour la période 2004-2008 et -0,1 % pour la période 2009-
11 2016) se traduit par des taux moyens de 7,5 % et de 1,8 % pour cette période.
12 Le taux de pertes globales observé en 2017 est donc le même, alors que
13 l'écart est faible pour celui de distribution.

4.18 Veuillez fournir un tableau comme le tableau 7 de la référence (i) mais pour l'historique du taux de pertes de transport et de distribution normalisés.

Réponse :

14 L'information demandée n'est pas disponible.

COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

5. Références :

- (i) B-0015, HQD-4, document 3, page 6, lignes 5 à 8;
- (ii) D-2018-025, dossier R-4011-2017, pages 63 et 64, paragraphes 206 et 207.

Préambule :

- (i) « L'objectif de la présente pièce est, d'une part, de faire approuver, comme à chaque année, les coûts évités du réseau intégré et des réseaux autonomes, et, d'autre part, de dissiper les inquiétudes de la Régie quant aux « incohérences apparentes [note de bas de page omise] » qu'elle note dans certains éléments de preuve présentés dans le dossier tarifaire 2018-2019. » (Nous soulignons)
- (ii) « [206] C'est ainsi que la Régie constate des bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme. Ainsi, le coût évité de l'énergie passe de 2,8 ¢/kWh à court terme à 8,6 ¢/kWh à long terme. De même, le coût évité de la puissance à court terme passe de 20 \$/kW à 110 \$/kW à long terme. Non seulement les coûts évités de puissance et d'énergie varient indépendamment l'un de l'autre, mais les aléas dans la prévision de la demande peuvent devancer ou reculer de plusieurs années le brusque changement des coûts évités. Force est de constater que le désir d'avoir un outil d'aide à la décision, basé sur des « métriques simples et stables », est devenu difficile à combler et qu'il devient encore plus difficile d'appliquer un signal de coût universel pour une multitude de décisions sur des projets ou programmes divers et ayant une durée dans le temps différente, pouvant varier d'un horizon de moins d'un an à plus de 30 ans.

[207] La Régie s'interroge également sur l'utilisation d'un indicateur stable et lissé des coûts évités d'énergie d'hiver aux seules heures d'achats prévues sur les marchés de court terme, alors que pendant ces heures en pointe, les coûts sont beaucoup plus élevés, tel que le reconnaît le Distributeur [note de bas de page omise].

Demandes :

- 5.1** Veuillez indiquer si le Distributeur a modifié la méthode d'établissement du coût évité de puissance et du coût évité d'énergie afin de « *dissiper les inquiétudes de la Régie* » (référence (i)) sur les « *bonds importants* » entre ces coûts évités de court terme et de long terme (référence (ii)). Dans l'affirmative, veuillez décrire ce que le Distributeur a fait. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi il ne l'a pas fait.

Réponse :

1 **La méthodologie d'établissement des coûts évités du Distributeur n'a pas été**
2 **modifiée puisque celle-ci se base sur la notion d'annuité croissante, qui**
3 **permet d'obtenir un indicateur stable tout en captant les variations des**
4 **différents intrants utilisés.**

5 **Toutefois, les coûts évités sont mis à jour sur une base annuelle et leur**
6 **niveau est fonction du contexte énergétique. En effet, le coût évité est**
7 **indissociable du contexte énergétique et du bilan offre-demande. Sa valeur**
8 **est donc déterminée par celles des moyens à acquérir pour répondre à la**
9 **demande additionnelle. Selon le moyen d'approvisionnement requis, le**
10 **Distributeur évalue le coût d'un nouvel approvisionnement :**

- 1 • Lorsque le Distributeur peut combler ses besoins en
2 s'approvisionnement sur les marchés de court terme, le coût qui y est
3 associé durant cette période (et ce, quelle qu'en soit la durée), se
4 définit comme un coût évité de marché de court terme.
- 5 • En revanche, si un nouvel approvisionnement de long terme est
6 requis, le coût de cet approvisionnement est qualifié de coût évité
7 pour un contrat de long terme.

8 Il est donc tout à fait normal de constater un écart entre le signal de court
9 terme et celui de long terme puisqu'il ne s'agit pas du même type
10 d'approvisionnement et les coûts qui y sont associés ne sont pas les mêmes.
11 De la même façon, les changements observés dans le contexte énergétique,
12 reflétés dans la prévision de la demande, ont un impact inévitable sur le
13 moment où un approvisionnement de long terme peut être requis.

5.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a modifié la méthode d'établissement du coût évité
de puissance et du coût évité d'énergie afin de « *dissiper les inquiétudes de la Régie*
» (référence (i)) sur le « *brusque changement des coûts évités* » (référence (ii)).
Dans l'affirmative, veuillez décrire ce que le Distributeur a fait. Dans la négative,
veuillez expliquer pourquoi il ne l'a pas fait.

Réponse :

14 **Voir la réponse à la question 5.1.**

5.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a modifié la méthode d'établissement du coût évité
de puissance et du coût évité d'énergie afin de « *dissiper les inquiétudes de la Régie*
» (référence (i)) sur « *l'utilisation d'un indicateur stable et lissé des coûts évités
d'énergie d'hiver aux seules heures d'achats prévues sur les marchés de court
terme, alors que pendant ces heures en pointe, les coûts sont beaucoup plus élevés*
» (référence (ii)). Dans l'affirmative, veuillez décrire ce que le Distributeur a fait. Dans
la négative, veuillez expliquer pourquoi il ne l'a pas fait.

Réponse :

15 **Compte tenu de l'utilisation qui est faite des coûts évités, le coût évité actuel**
16 **en énergie répond, à ce jour, parfaitement aux besoins du Distributeur aux**
17 **fins d'analyse des options et programmes. Le Distributeur veille à ce que le**
18 **signal utilisé reflète adéquatement le coût évité relatif aux programmes ou**
19 **options analysés.**

20 **Les programmes, options et tarifs actuellement développés sont analysés sur**
21 **la base du service qu'ils rendent, de la période pendant laquelle ils ont un**
22 **impact sur l'équilibre énergétique et de l'état de ce dernier pour les années**
23 **futures. Leur valeur découle de la planification de long terme. Par exemple, un**

1 programme tel que le GDP Affaires offre un service en puissance de long
2 terme, ce qui en détermine la valeur. Ce programme apporte de plus sa
3 contribution à la gestion des approvisionnements de très court terme ; ce
4 n'est pas pour autant que sa valeur doit être celle des approvisionnements
5 de très court terme.

6 Advenant le cas où le Distributeur aurait besoin de développer des
7 programmes, options ou tarifs dont les objectifs sont différents de ceux
8 actuellement développés, et si leurs caractéristiques le justifiaient, le
9 Distributeur ajusterait ses signaux de coûts évités.

10 Voir également la réponse à la question 5.1 et la réponse à la question 44.1 de
11 l'ACEF de Québec à la pièce HQD-14, document 2.

6. Référence : B-0015, HQD-4, document 3, page 7, lignes 1 à 3.

Préambule :

« Afin d'anticiper le niveau de la demande, tant en énergie qu'en puissance, le Distributeur réalise annuellement une prévision des besoins de sa clientèle sur un horizon de 10 ans ; » (Nous soulignons)

Demandes :

6.1 Veuillez indiquer à quelle période de l'année le Distributeur réalise-t-il annuellement la prévision dont il est question à la référence.

Réponse :

12 Voir la réponse à la question 6.2.

6.2 Sachant que les prévisions fournies dans les états d'avancement ne couvrent pas un horizon de 10 ans, veuillez fournir la dernière prévision annuelle des besoins de la clientèle du Distributeur sur un horizon de 10 ans, tant en énergie qu'en puissance.

Réponse :

13 Le *Plan d'approvisionnement 2017-2026* (dossier R-3986-2016) présente la
14 planification sur l'horizon 2017-2026 et les états d'avancement suivants font
15 état des mises à jour pour le même horizon. Le plan d'approvisionnement qui
16 sera déposé au plus tard le 1^{er} novembre 2019 présentera la planification sur
17 l'horizon 2020-2029. Les mises à jour des plans d'approvisionnement sont
18 déposées à la Régie entre deux plans, au plus tard le 1^{er} novembre de l'année.

7. **Référence :** B-0051, HQD-4, document 3.1, page 9.

Préambule :

«

Établissement du coût évité en énergie

- Le signal de **coût évité de marché**, pour la période d'hiver (décembre à mars), est établi sur la base des prix attendus sur le marché de l'énergie de court terme de New York.
 - Il s'agit d'une annuité croissante, ce qui permet d'intégrer les variations annuelles des flux.
 - L'annuité est calculée à partir de la moyenne des prix à terme sur le marché de New York pour les mois d'hiver, en tenant compte des heures de pointe et hors pointe, auxquels sont ajoutés :
 - des frais de sortie du marché de New York ;
 - des frais de courtage ;
 - des frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.
- Ce signal s'établit à 4,1 ¢/kWh (\$2018), indexé à l'inflation

»

Demande :

7.1 Veuillez fournir un tableau montrant le calcul de l'annuité croissante dont il est question à la référence. Ce tableau doit montrer tous les intrants requis pour ce calcul, de même qu'une indication de leur provenance, et ce, pour chaque année couverte par le calcul.

Réponse :

1 Le Distributeur a déjà fourni toutes les informations pertinentes et
2 nécessaires à l'établissement de son signal de coût évité en énergie. À cet
3 effet, voir notamment le document présenté lors de la séance de travail du
4 26 septembre 2018, à la pièce HQD-4, document 3.1 révisé (B-0051). Plus
5 précisément, aux pages 43 et 44, le Distributeur explique la méthode de calcul
6 pour obtenir une annuité croissante. De plus, le Distributeur explique sa
7 méthodologie du calcul des coûts évités en réponse à la question 4.1 à la
8 pièce HQD-15, document 1.4 (B-0115) du dossier R-4011-2017.

8. **Référence :** B-0015, HQD-4, document 3, page 8, lignes 13 et 16.

Préambule :

« À compter de 2028, le volume d'achat disponible auprès des marchés limitrophes atteint sa limite. Autrement dit, la profondeur des marchés de court terme n'est plus suffisante pour combler les besoins du Distributeur. Un approvisionnement de long terme est donc requis pour combler les besoins additionnels. » (Nous soulignons)

Demands :

- 8.1 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation de la référence selon laquelle : « À compter de 2028, le volume d'achat disponible auprès des marchés limitrophes atteint sa limite. ».

Réponse :

1 **Le Distributeur estime, qu'à compter de 2028, les achats d'énergie requis pour**
2 **assurer l'équilibre offre-demande dépasseront le niveau de 3 TWh. Par**
3 **conséquent, le Distributeur doit alors planifier un approvisionnement de long**
4 **terme pour répondre à ce volume d'énergie et assurer le respect du critère de**
5 **fiabilité en énergie.**

- 8.2 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation de la référence selon laquelle : « Un approvisionnement de long terme est donc requis » à compter de 2028.

Réponse :

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

9. Références :

- (i) R-4011, B-0019, HQD-4, document 4, page 5, lignes 11 à 14;
- (ii) B-0015, HQD-4, document 3, page 9, lignes 12 à 14.

Préambule :

- (i) «
 - À compter de 2028 :
 - le signal de prix est de 8,6 ¢/kWh (\$ 2017) indexé à l'inflation, soit le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage.»

- (ii) «
 - le signal de coût évité de long terme est de **8,0 ¢/kWh** (\$ 2018), indexé à l'inflation, soit 6,0 ¢/kWh (\$ 2018) pour la fourniture à laquelle s'ajoute les coûts de transport et d'équilibrage de 2 ¢/kWh (\$ 2018).»

Demande :

- 9.1 Veuillez fournir le calcul détaillé et les hypothèses utilisées qui expliquent la transition du montant de 8,6 ¢/kWh (\$ 2017) à la référence (i) vers le montant de 8,0 ¢/kWh (\$ 2018) à la référence (ii).

Réponse :

- 1 Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 1 de
2 l'AQCIE-CIFQ à la pièce HDQ-14 document 4.1.

10. Références :

- (i) B-0015, HQD-4, document 3, pages 10 et 11;
- (ii) B-0051, HQD-4, document 3.1, page 18;
- (iii) B-0051, HQD-4, document 3.1, page 20.

Préambule :

- (i) « Rappel de la méthodologie d'établissement

Tout comme pour l'évaluation du coût évité de fourniture, l'évaluation des coûts évités de transport et de distribution se fait à partir d'une situation d'équilibre offre-demande.

Pour ce faire, le Distributeur considère la croissance des besoins (en MW) de l'ensemble de sa clientèle et prévue sur un horizon de 10 ans, de même que les travaux qui seront nécessaires afin de répondre à cette croissance. Ne sont dès lors pris en compte que les investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de transport et distribution.

Plus spécifiquement, les coûts évités sont obtenus par le rapport entre les investissements, exprimés en M\$, et la croissance des besoins des clients, exprimés en MW. En additionnant les frais annuels d'exploitation et les taxes sur les services publics, un coût unitaire total (en \$/kW) est calculé. Par la suite, les coûts évités sont calculés en faisant une annuité croissante (sur 30 ans pour la distribution et sur 40 ans pour le transport).

Ces coûts évités ainsi calculés permettent d'estimer l'impact à la marge d'un MW additionnel (ou réduit) en terme de devancement (ou de report) d'investissements sur les réseaux.

Travaux en cours

La dernière mise à jour du niveau des coûts évités de transport et distribution a eu lieu en 2008 et depuis, ces coûts ont été indexés à l'inflation afin d'éviter les chocs conjoncturels. Le niveau de ce signal est toutefois validé à chaque année en comparant les coûts indexés avec les coûts qui intègrent les nouveaux paramètres économiques et énergétiques. Le Distributeur s'assure ainsi que la croissance à l'inflation demeure raisonnable. » (Nous soulignons)

(ii) «

Coût évité de transport Intrants

	VAN (\$2009)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Prévision de la demande (MW)		36 177	36 654	36 905	37 097	37 335	37 565	37 795	37 978	38 255	38 534
Croissance annuelle (MW)	2 216	429	450	228	172	216	209	205	161	256	259
Investissements pour répondre à la croissance (M\$ courants)	1 512	129	195	163	233	304	200	195	189	185	184

$$\text{Coût unitaire} = \frac{1\,512\text{ M\$}}{2\,216\text{ MW}} = 682,30 \frac{\text{\$2009}}{\text{kW installé}}$$

»

(iii) «

Coût évité de distribution Intrants

	VAN (\$2009)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Prévision de la demande (MW)		28181	28379	28572	28705	28873	29042	29210	29379	29547	29787
Croissance (MW)	1618	318	198	193	133	168	168	168	168	168	240
Investissements pour répondre à la croissance (M\$ courants)	308	54	48	44	41	37	34	32	33	34	35

$$\text{Coût unitaire} = \frac{308\text{ M\$}}{1\,618\text{ MW}} = 190,63 \frac{\text{\$2009}}{\text{kW installé}}$$

»

Demandes :

10.1 Veuillez fournir, pour le tableau de la référence (ii), la liste des travaux qui étaient prévus à l'époque afin de répondre à la croissance annuelle.

Réponse :

1 Le calcul du coût évité de transport a été réalisé sur la base de la planification
2 du réseau de transport sur l'horizon 2009-2018. Seuls les investissements
3 prévus dans la catégorie « croissance charge locale » ont été considérés.

1 Le Distributeur s'est basé notamment sur la liste des projets considérés dans
2 le calcul du coût évité de transport présentée dans le dossier R-3669-2008,
3 pièce HQT-9, document 1, page 26.

4 À noter que, de cette liste, sont retirés les éléments suivants :

- 5 • Les investissements dédiés au raccordement des clients industriels,
6 puisque ces dépenses ne sont pas associées à l'augmentation ou à la
7 baisse de la demande des clients (par exemple le projet Hauterive –
8 Alcoa) ;
- 9 • Les projets d'investissement déjà approuvés (colonne Autorisation),
10 puisque ces investissements ne pourront plus être évités ;
- 11 • Le projet de mise à niveau sur le réseau principal pour 2011 puisque la
12 mise à niveau visait, outre la croissance des besoins, à rétablir
13 l'équilibre entre les différents réseaux régionaux afin de garantir la
14 fiabilité globale du réseau de transport.

10.2 Veuillez fournir le tableau de la référence (ii) avec les données à jour de la période
2019-2028 et démontrer que le coût évité de transport proposé par le Distributeur est
toujours valide.

Réponse :

15 Le Distributeur tient à mentionner les éléments suivants relativement à sa
16 méthodologie d'établissement des coûts évités de transport et de distribution.

17 La validation des coûts évités de transport et distribution consiste à s'assurer
18 que le coût évité calculé à chaque année ne s'éloigne pas de manière
19 significative et persistante de l'annuité croissante à l'inflation calculée en
20 2008. Pour ce faire, le Distributeur calcule ces coûts évités, en utilisant la
21 méthodologie approuvée par la Régie en 2008, à partir des données les plus
22 récentes. Par la suite, il valide deux éléments :

- 23 • la variation par rapport à l'annuité calculée en 2008 ;
- 24 • le caractère temporaire ou permanent de cette variation. Notamment, le
25 Distributeur évalue si le niveau du coût unitaire a atteint un nouveau
26 palier ou s'il s'agit d'une fluctuation due à un événement conjoncturel.

27 Par événement conjoncturel, le Distributeur entend tout événement qui
28 entraîne une variation ponctuelle des intrants nécessaires au calcul des coûts
29 évités de transport et de distribution, dont les principaux sont :

- 30 • la croissance prévue de la demande en puissance pour les dix
31 prochaines années ;

- les investissements prévus pour les dix prochaines années pour répondre à la croissance de la demande.

Les exercices de validation du Distributeur n’ayant pas révélé de changement de palier du coût unitaire par rapport à celui calculé en 2008, les coûts évités de transport et de distribution ont été indexés à l’inflation depuis cette année-là.

À titre d’exemple, le Distributeur présente au tableau R-10.2-A le détail du dernier exercice de validation pour le coût évité de transport. Ce calcul est fait selon la même méthodologie présentée et approuvée par la Régie en 2008.

TABLEAU R-10.2-A :
MISE À JOUR DES PRÉVISIONS DU TRANSPORTEUR

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Prévision de la demande (MW)	37 871	38 313	38 640	38 846	39 216	39 526	39 805	40 076	40 349	40 606
Croissance annuelle (MW)	176	442	327	206	370	309	280	271	273	256
Investissement requis pour la croissance de la charge locale (M\$ courants)	267	286	358	318	307	312	312	312	311	312

Ces données correspondent à celles déposées à la Régie par le Transporteur dans le dossier R-4058-2018, à la pièce HQT-9, document 1 (B-0031), pages 28 et 32. À noter que le Distributeur ne considère pas la ligne « Contribution et frais d’entretien », cet élément étant pris en compte dans une étape ultérieure du calcul de l’annuité.

Les projets ayant déjà fait l’objet d’une décision de la Régie ne sont pas considérés dans le calcul. Le Distributeur a consulté chaque dossier dont le projet est déjà autorisé par la Régie afin de pouvoir évaluer son impact annuel en MW.

TABLEAU R-10.2-B :
MISE À JOUR DES INTRANTS RELATIFS AU COÛT ÉVITÉ DE TRANSPORT

	VAN (2018 =année de référence)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Projets déjà approuvés (MW)		13	24	84	44	61	35	40	31	30	29
Croissance annuelle sans projets déjà approuvés (MW)	2 204	163	418	243	162	309	274	240	240	243	227
Investissement requis pour la croissance (M\$ courants) (seulement projets non approuvés)	2 151	71	183	326	313	307	312	312	312	311	312

1 À partir de ces intrants, le coût évité de transport (coût annuel d'usage) est
2 calculé comme indiqué au tableau R-10.2-C.

TABLEAU R-10.2-C :
CALCUL DU COÛT ÉVITÉ DE TRANSPORT (\$ 2018)

Coût unitaire		976 \$/kW installé
Coût pour la TSP	+	61 \$/kW
Coût d'entretien	+	205 \$/kW
Coût unitaire total		1 241 \$/kW
Coût évité de transport (annuité sur 40 ans)		53 \$/kW-an

3 Le même exercice est fait pour le coût évité de distribution. La validation de
4 ce dernier se fait sur la base, d'une part, de la prévision par poste pour les dix
5 prochaines années et, d'autre part, des projets compris dans l'enveloppe des
6 projets de moins de 10 M\$ du programme d'équipements du Distributeur pour
7 la même période. Ces projets se retrouvent à l'intérieur de la catégorie
8 d'investissement Croissance de la demande (voir le tableau 17 de la pièce
9 HQD-9, document 1 [B-0022]).

10 Puisqu'il s'agit d'une enveloppe, ces montants ne sont pas associés à une
11 liste de projets spécifiques. À noter que les coûts de branchement des
12 nouveaux clients ne sont pas pris en compte dans le calcul du coût évité de
13 distribution, puisque ces sommes ne sont pas associées à l'augmentation ou
14 la baisse de la demande des clients.

15 Le tableau R-10.2-D présente le calcul du coût évité de distribution (coût
16 annuel d'usage), à partir des intrants 2018-2027.

TABLEAU R-10.2-D :
CALCUL DU COÛT ÉVITÉ DE DISTRIBUTION (\$ 2018)

Coût unitaire		275 \$/kW installé
Coût pour la TSP	+	14 \$/kW
Coût d'entretien	+	56 \$/kW
Coût unitaire total		345 \$/kW
Coût évité de distribution (annuité sur 30 ans)		18 \$/kW-an

17 Les validations pour le coût évité de transport et de distribution montrent que
18 l'annuité croissante à l'inflation calculée en 2008 reflète encore très bien le
19 coût de transporter et de distribuer un kW additionnel.

1 **Les travaux dont il est fait mention à la section 3.2 de la pièce en référence (i)**
2 **permettront de valider ou mettre à jour certaines hypothèses et d'examiner**
3 **l'impact éventuel des nouvelles technologies sur la planification du réseau et**
4 **des coûts évités qui en découlent. Puisqu'aucun changement significatif des**
5 **coûts évités n'est constaté, le Distributeur demande l'approbation, cette**
6 **année, de l'annuité croissante à l'inflation calculée en 2008.**

10.3 Veuillez fournir, pour le tableau fourni en réponse à la demande précédente sur la période 2019-2028, la liste des travaux qui seront nécessaires afin de répondre à la croissance annuelle.

Réponse :

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

10.4 Veuillez fournir, pour le tableau de la référence (ii) à jour sur la période 2019-2028, la liste des « *investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de transport et distribution* » (référence (i)).

Réponse :

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

9 **Il s'agit des investissements nécessaires pour répondre à la croissance de la**
10 **charge locale.**

10.5 Veuillez fournir le calcul de l'annuité croissante sur 40 ans pour le tableau de la référence (ii) à jour sur la période 2019-2028.

Réponse :

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

10.6 Veuillez fournir, pour le tableau de la référence (iii), la liste des travaux qui étaient prévus à l'époque afin de répondre à la croissance annuelle.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 10.2. Comme il s'agit d'une enveloppe**
13 **d'investissements, il n'y a pas de liste de projets spécifiques.**

10.7 Veuillez fournir le tableau de la référence (iii) avec les données à jour de la période 2019-2028 et démontrer que le coût évité de distribution proposé par le Distributeur est toujours valide.

Réponse :

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

10.8 Veuillez fournir, pour le tableau fourni en réponse à la demande précédente sur la période 2019-2028, la liste des travaux qui seront nécessaires afin de répondre à la croissance annuelle.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 10.2. Comme il s'agit d'une enveloppe**
3 **d'investissements, il n'y a pas de liste de projets spécifiques.**

10.9 Veuillez fournir, pour le tableau de la référence (iii) à jour sur la période 2019-2028, la liste des « *investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de transport et distribution* » (référence (i)).

Réponse :

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

5 **Il s'agit des investissements nécessaires pour répondre à la croissance de la**
6 **demande.**

10.10 Veuillez fournir le calcul de l'annuité croissante sur 30 ans pour le tableau de la référence (iii) à jour sur la période 2019-2028.

Réponse :

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

10.11 Veuillez expliquer de quels « *chocs conjoncturels* » il est question à la référence (i) et veuillez élaborer sur la nécessité de les éviter.

Réponse :

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

9 **Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'à l'extrait cité au préambule (i),**
10 **plutôt que « chocs conjoncturels », on aurait dû lire « fluctuations relatives**
11 **aux événements conjoncturels ».**

10.12 Dans le cadre de l'exercice annuel de validation du niveau du signal dont il est question à la référence (i), veuillez indiquer si la liste des travaux qui seront nécessaires afin de répondre à la croissance annuelle et la liste des investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de

transport et distribution sont revus à chaque année. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi ce n'est pas fait.

Réponse :

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

11. **Référence :** B-0015, HQD-4, document 3, page 14, lignes 20 à 26.

Préambule :

« Toutefois, depuis quelques années, les surplus sont persistants et les heures d'achats sur les marchés de court terme en hiver se sont sensiblement réduites. Cette situation pourrait se maintenir pour les prochaines années. Le Distributeur n'a cependant pas modifié la façon d'attribuer les coûts évités d'hiver, afin de conserver une façon simple et stable d'évaluer la rentabilité de ces programmes, tout en s'assurant que cette approche n'influencerait pas la prise de décision sur les initiatives. D'ailleurs, celles-ci font toujours l'objet d'analyses de sensibilité qui démontrent la robustesse des résultats. » (Nous soulignons)

Demandes :

11.1 Veuillez fournir un historique de 10 ans des heures d'achats sur les marchés de court terme en hiver qui démontre que celles-ci se sont sensiblement réduites depuis quelques années, selon l'affirmation de la référence.

Réponse :

2 **L'énoncé du Distributeur est fait dans le contexte des achats prévus dans les**
3 **différents dossiers tarifaires. Depuis quelques années, le Distributeur prévoit**
4 **moins d'heures d'achat durant la période hivernale.**

5 **Voir également la réponse à la question 48.5 de la demande de**
6 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

11.2 Veuillez fournir une prévision de 10 ans des heures d'achats sur les marchés de court terme en hiver qui démontre que « *cette situation pourrait se maintenir pour les prochaines années* », selon l'affirmation de la référence.

Réponse :

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

8 **De plus, selon l'issue du dossier R-4045-2018 relatif à l'usage cryptographique**
9 **appliqué aux chaînes de blocs, la situation pourrait évoluer au cours des**
10 **prochaines années. À ce propos, voir la réponse à la question 5.9 de**
11 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-2, document 3.1 (B-0069) du dossier R-4045-2018.**

12. Référence : R-4011-2017, B-0084, HQD-15, document 4, page 13, tableau R-8.2.

Préambule :

TABLEAU R-8.2 :
PUISSANCE UCAP - HIVER 2016-2017

		AO 2014-01			
		Décembre 2016	Janvier 2017	Février 2017	Mars 2017
Quantité recherchée	MW	500	500	500	500
Quantité offerte	MW	300	300	300	600
Quantité acquise	MW	300	300	300	300
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	9,99	10,53	10,41	6,15
MIN	\$US / kW-mois	5,85	7,45	7,10	6,00
MAX	\$US / kW-mois	12,00	12,00	12,00	7,05
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	9,99	10,53	10,41	6,00
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	0,80	0,85	0,39	0,20
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	12,5	12,4	26,7	30,0

Demande :

12.1 Veuillez fournir, pour chaque mois de l'hiver 2017-2018, les achats de puissance réels en indiquant les quantités en MW et les prix pour chaque type de produit, selon le format du tableau de la référence.

Réponse :

1

Le tableau R-12.1 présente l'information demandée.

**TABLEAU R-12.1 :
PUISSANCE UCAP – HIVER 2017-2018**

		AO 2014-01				RFP 2017	
		Décembre 2017	Janvier 2018	Février 2018	Mars 2018	Janvier 2018	Février 2018
Quantité recherchée	MW	500	500	500	500	200	200
Quantité offerte	MW	200	75	200	500	525	525
Quantité acquise	MW	50	50	50	50	175	175
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,80	0,77
MIN	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,30	0,20
MAX	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	1,17	1,17
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,49	0,43
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	0,30	0,25	0,25	0,15	0,25	0,25
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	50,00	60,0	60,0	46,7	2,0	1,7

COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

13. Référence : B-0017, HQD-6, document 1, page 5, tableau 1.

Préambule :

**TABLEAU 1 :
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2018**

	2018 (D-2018-025)			2018 Année de base			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	181,7			182,1			0,4		
moins électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
plus électricité patrimoniale inutilisée	14,0			14,2			0,1		
Approvisionnements postpatrimoniaux	16,9			17,4			0,6		
Approvisionnements de long terme	16,9	1 730,2	102,6	16,6	1 687,1	101,4	-0,2	-43,1	-1,2
Approvisionnements de court terme	0,0	35,0	s.o.	0,8	108,4	s.o.	0,8	73,4	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,0	0,6	66,9	0,8	74,4	95,0	0,8	73,8	28,1
dont l'entente cadre	-	-	-	-	-	-	s.o.	-	s.o.
Achats de puissance	s.o.	34,4	s.o.	s.o.	34,1	s.o.	s.o.	-0,3	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	13,0	s.o.	s.o.	10,3	s.o.	-	-2,7	-
dont interventions en GDP	s.o.	16,1	s.o.	s.o.	20,7	s.o.	-	4,6	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	16,9	1 765,2	104,6	17,4	1 795,5	103,1	0,6	30,3	-1,6

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

(2) Incluant l'énergie des programmes d'électricité interruptible et de gestion de la demande en puissance pour l'année de base

Demandes :

13.1 Veuillez expliquer l'écart de -43,1 M\$ apparaissant à la référence pour les approvisionnements de long terme.

Réponse :

1 L'écart de -43,1 M\$ apparaissant à la référence pour les approvisionnements
2 de long terme est dû à des reports de dates de début des livraisons ainsi qu'à
3 des baisses du coût de certains contrats d'approvisionnement pour la
4 livraison d'énergie éolienne et d'énergie produite par biomasse.

13.2 Veuillez expliquer l'écart de -2,7 M\$ apparaissant à la référence pour les achats de puissance de l'électricité interruptible.

Réponse :

5 Le montant de 13 M\$, apparaissant sous la colonne « 2018 – (D-2018-025) » du
6 tableau 6 de la référence, correspond à la puissance de 1 000 MW qui était
7 attendue pour l'option d'électricité interruptible ; or, la puissance liée aux
8 adhérents finalement acceptés pour l'hiver 2017-2018 a été moindre que prévu
9 (environ 900 MW au total).

13.3 Relativement à la référence, veuillez indiquer la puissance d'électricité interruptible totale achetée pour l'hiver 2017-2018 et la portion de cette puissance qui se retrouvait dans la zone de la Côte-Nord du réseau de transport.

Réponse :

10 La puissance d'électricité interruptible totale achetée pour l'hiver 2017-2018
11 était d'environ 900 MW. Aucune puissance d'électricité interruptible achetée
12 pour l'hiver 2017-2018 ne se trouvait dans la zone de la Côte-Nord du réseau
13 de transport.

13.4 Veuillez fournir la puissance interruptible totale correspondant aux demandes faites par les clients avant le 1^{er} octobre 2018 pour l'hiver 2018-2019.

Réponse :

14 L'information demandée sera fournie dans l'attestation de fiabilité de
15 novembre qui sera déposée à la Régie, en suivi de la décision D-2017-140
16 (paragraphe 201).

14. Référence : B-0017, HQD-6, document 1, pages 21 et 22, tableau A-1.

Préambule :

Le tableau A-1 présente les volumes et les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année historique 2017, l'année de base 2018 et l'année témoin 2019.

Demandes :

14.1 Pour l'année témoin 2019, veuillez ventiler le montant de 64,4 M\$ de la référence à la ligne HQP-LT (A/O 2015-01) sur les trois contrats découlant de l'appel d'offres.

Réponse :

1 **En planification, l'utilisation des heures disponibles pour chacun des trois**
2 **contrats de l'A/O 2015-01 est faite en fonction des quantités horaires requises.**
3 **Pour l'année témoin 2019, le montant total de 64,4 M\$ attribuable à ces trois**
4 **contrats s'établit ainsi : 8,3 M\$ au contrat Système de puissance HQP-1 de**
5 **100 MW, 26,8 M\$ au contrat HQP-2 de 200 MW et 29,3 M\$ au contrat HQP-3.**

14.2 Pour l'année témoin 2019, veuillez indiquer le nombre d'heures d'utilisation des achats d'énergie de court terme qui sont requises pour le montant de 2,7 M\$ qui apparaît à la référence.

Réponse :

6 **Pour l'année témoin 2019, le montant de 2,7 M\$ qui apparaît à la référence**
7 **correspond à environ 600 heures d'achat de court terme.**

14.3 Pour chaque année de la référence, veuillez indiquer le montant des achats de puissance de court terme qui sont relatifs à l'alimentation de la charge locale de l'îlot Kipawa.

Réponse :

8 **Le Distributeur a intégré un montant de 0,6 M\$ relatif à l'alimentation de la**
9 **charge locale de l'îlot Kipawa pour l'année témoin 2019. En 2017, les coûts**
10 **relatifs à l'alimentation de cet îlot, pour une partie de l'année seulement,**
11 **étaient de 0,1 M\$, et en 2018, le montant prévu est de 0,6 M\$. Pour plus**
12 **d'informations sur l'alimentation de la charge locale de l'îlot Kipawa, voir le**
13 **dossier R-4012-2017 du Transporteur, pièce HQT-10, document 1 (B-0033),**
14 **page 6.**

14.4 Veuillez expliquer le montant de 73,6 M\$ à la ligne Intégration éolienne de la référence pour 2019.

Réponse :

1 Le montant de 73,6 M\$ à la ligne Intégration éolienne de la référence pour
2 2019 est basé sur les clauses du contrat de service d'intégration éolienne
3 actuellement en vigueur (voir le dossier R-3965-2016, pièce HQD-2,
4 document 1 [B-0009]). Un autre dossier a été déposé à la Régie en août 2018
5 pour l'acquisition d'un nouveau service d'intégration éolienne (R-4061-2018).
6 À l'issue de ce dernier, les coûts reliés à l'intégration éolienne pour les quatre
7 derniers mois de 2019 pourraient éventuellement être ajustés.

15. Référence : B-0017, HQD-6, document 1, page 11, tableau 7.

Préambule :

**TABLEAU 7 :
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2017**

	2017 (R-3980-2016)			2017 Année historique			Écart		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	181,1			183,6			2,5		
moins électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
plus électricité patrimoniale inutilisée	13,1			11,2			-2,0		
Approvisionnement postpatrimoniaux	15,4			15,9			0,5		
Approvisionnements de long terme	15,3	1 583,1	103,2	15,3	1 558,3	101,7	0,0	-24,8	-1,4
Approvisionnements de court terme	0,0	32,0	s.o.	0,6	95,8	s.o.	0,6	63,9	s.o.
Achats d'énergie ⁽¹⁾ ⁽²⁾	0,0	0,7	73,9	0,6	56,4	100,0	0,6	55,7	26,0
dont l'entente cadre	0,0	0,0	0,0	0,1	5,7	112,4	0,1	5,7	112,4
Achats de puissance	s.o.	31,2	s.o.	s.o.	39,4	s.o.	s.o.	8,2	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	11,5	s.o.	s.o.	12,2	s.o.	s.o.	0,7	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	15,4	1 615,1	105,2	15,9	1 654,1	104,1	0,5	39,1	-1,0

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

(2) Incluant l'énergie des programmes d'électricité interruptible et de gestion de la demande en puissance pour l'année de base

Demande :

15.1 Veuillez expliquer l'écart de 8,2 M\$ à la ligne Achats de puissance de la référence.

Réponse :

8 L'écart de 8,2 M\$ est principalement dû à la participation plus forte que prévu
9 au programme GDP Affaires en 2017.

16. Référence : B-0017, HQD-6, document 1, page 12, lignes 10 à 21.

Préambule :

« Les dépassements à l'Entente résultent en grande partie d'un écart entre les données officialisées en fin d'année par le Transporteur et les données opérationnelles fournies par celui-ci en cours d'année. Cet écart a posteriori a fait augmenter les besoins pour l'année 2017 entraînant une hausse des

approvisionnement patrimoniaux sur toute l'année ainsi que des dépassements à l'Entente aux heures où l'utilisation de l'électricité patrimoniale était déjà maximisée.

Par ailleurs, une vague de froid prolongée et concentrée à la fin du mois de décembre a mis une forte pression sur les approvisionnements du Distributeur durant certaines heures. Cette vague de froid, combinée à l'indisponibilité de 500 MW de la capacité d'importation à l'interconnexion MASS-HQT et à des écarts importants de prévision de la demande à court terme dus aux aléas climatiques a conduit à des approvisionnements trop faibles et, de ce fait, à des dépassements à l'Entente. »

Demandes :

16.1 Veuillez indiquer de quel type de « données » il est question au premier paragraphe du préambule.

Réponse :

1 **Les données dont il est question au préambule réfèrent aux besoins réguliers**
2 **du Distributeur (BRD).**

16.2 Veuillez indiquer de quels « besoins » il est question au premier paragraphe du préambule.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 16.1.**

16.3 Veuillez indiquer pour quelle(s) période(s) de l'année 2017 l'« écart entre les données officialisées en fin d'année par le Transporteur et les données opérationnelles fournies par celui-ci en cours d'année », mentionné à la référence, a été le plus significatif dans le calcul des dépassements à l'entente globale cadre.

Réponse :

4 **La hausse des BRD a été observée sur l'année entière.**

16.4 Veuillez décrire la problématique qu'entraîne un « écart entre les données officialisées en fin d'année par le Transporteur et les données opérationnelles fournies par celui-ci en cours d'année ».

Réponse :

5 **Puisque la stratégie du Distributeur est mise en place tout au long de l'année**
6 **en se basant sur les données opérationnelles disponibles, celles-ci ont une**
7 **influence directe sur les décisions opérationnelles des volumes d'achat à**
8 **acquérir et sur le recours aux moyens de gestion du Distributeur. Ainsi, en**

1 **modifiant rétroactivement les données, et ce, malgré une réallocation possible**
2 **des bâtonnets patrimoniaux, l'effet net représente un accroissement de**
3 **l'électricité patrimoniale utilisée et un recours à l'entente globale cadre pour**
4 **combler le manque horaire aux heures où l'électricité patrimoniale est déjà**
5 **utilisée à sa pleine capacité.**

16.5 Veuillez indiquer si une telle problématique se produit à chaque année de façon semblable ou si elle était plus aiguë en 2017.

Réponse :

6 **Cette situation est susceptible de se produire à chaque année, mais l'écart**
7 **s'est avéré beaucoup plus important en 2017 en raison d'un problème**
8 **constaté dans le fichier opérationnel.**

16.6 Veuillez indiquer les différentes causes pouvant expliquer un « *écart entre les données officialisées en fin d'année par le Transporteur et les données opérationnelles fournies par celui-ci en cours d'année* » et quantifier cet écart pour l'année 2017.

Réponse :

9 **Un tel écart peut être observé en fin d'année lors du processus de revue**
10 **annuelle des statistiques officielles (taux de pertes, interruptibles, production**
11 **et autres). L'écart des BRD observé en 2017 s'est avéré de 973 GWh**
12 **additionnels à la fin de l'année par rapport à ceux utilisés en mode**
13 **opérationnel.**

16.7 Veuillez indiquer si l'officialisation des données dont il est question à la référence est effectuée totalement après la fin de l'année ou si elle est effectuée graduellement tout le long de l'année.

Réponse :

14 **L'officialisation des données est effectuée à la fin de l'année.**

16.8 Veuillez indiquer si le Distributeur et le Transporteur ont pris action pour corriger la problématique de l' « *écart entre les données officialisées en fin d'année par le Transporteur et les données opérationnelles fournies par celui-ci en cours d'année* ». Dans l'affirmative, veuillez indiquer quelles actions ont été mises en place. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi ils ne l'ont pas fait.

Réponse :

1 **Un problème dans le fichier opérationnel utilisé en cours d’année a été**
 2 **découvert après la fin de l’année dans la même période où le processus de**
 3 **revue annuelle était en cours. Le fichier opérationnel a aussitôt été corrigé.**

16.9 Pour chacune des journées de la période entre le 25 et le 31 décembre 2017, veuillez quantifier les « *écarts importants de prévision de la demande à court terme dus aux aléas climatiques* » dont il est question à la référence et démontrer qu’ils étaient « *importants* » par rapport à la normale des écarts pour une telle période.

Réponse :

4 **À titre illustratif, le tableau R-16.9 compare la moyenne des écarts de**
 5 **prévision de la demande à court terme (la veille) pour les pointes et les creux**
 6 **des journées du 25 au 31 décembre 2017 et la moyenne des cinq dernières**
 7 **années. Une valeur négative représente une sous prévision.**

TABLEAU R-16.9 :
PRÉVISIONS DE LA CHARGE COURT TERME – PÉRIODE DU 25 AU 31 DÉCEMBRE 2017 (MW)

	25 déc.	26 déc.	27 déc.	28 déc.	29 déc.	30 déc.	31 déc.	Moyenne 7 jours
Moyenne des 5 dernières années	89	-360	-79	-388	-660	-132	-122	-236
2017	-56	-415	-745	-1580	-1070	-1110	-530	-787

8 **Les effets combinés des grands froids prolongés pendant des journées où les**
 9 **profils de consommation sont atypiques en raison de la période des Fêtes de**
 10 **fin d’année expliquent les écarts rencontrés pour la période du 25 au**
 11 **31 décembre 2017.**

16.10 Veuillez fournir la moyenne et l’écart-type des erreurs de prévision considérées par le Distributeur en hiver lorsqu’il doit engager des moyens de gestion à court terme et décrire les démarches effectuées par le Distributeur visant à réduire de telles erreurs.

Réponse :

12 **Le Distributeur présente les statistiques pour l’hiver 2017-2018 pour une**
 13 **prévision émise la veille, soit une moyenne des écarts de 320 MW et un**
 14 **écart-type de 720 MW.**

15 **Par ailleurs, le Distributeur évalue des scénarios stochastiques afin de**
 16 **pouvoir gérer l’incertitude reliée aux aléas climatiques.**

MÉCANISME DE RÉMUNÉRATION INCITATIVE (MRI)

17. Référence : B-0011, HQD-3, document 3, annexe B, page 8.

Préambule :

« As illustrated in Table 4, the exit clause is triggered when pre-MTÉR earnings reach 500 basis points on the upside and 150 basis points on the downside. However, the triggers are identical at ±150 basis points when the comparison is based on post-MTÉR earnings. An examination of HQD's actual earnings over the past 10 years indicates that these thresholds would have been reached only once, prior to 2014 when the ROE was adjusted to 8.2%, suggesting that the triggers are realistic. »

Demande :

17.1 Pour chacune des dix dernières années, veuillez fournir les données chiffrées qui permettent de démontrer l'affirmation apparaissant à la deuxième phrase de la référence. Cette démonstration doit notamment montrer la valeur annuelle de l'écart de rendement en points de base par rapport au taux de rendement autorisé.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 20.1 de la demande de renseignement n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

TARIFICATION DYNAMIQUE

18. Référence : B-0030, HQD-13, document 1, page 16, lignes 20 à 24.

Préambule :

« À titre illustratif, le Distributeur présente à la figure 3 son profil de charge horaire moyen observé, sur une période de 24 heures, lors des journées les plus froides des 4 derniers hivers. Les deux périodes de pointe correspondent aux heures de plus forte consommation de la clientèle du Distributeur et se retrouvent dans des plages horaires de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h. »

Demande :

18.1 Veuillez indiquer le critère qui a été utilisé, à la référence, pour sélectionner les « *journées les plus froides des 4 derniers hivers* ».

Réponse :

- 1 **Le Distributeur a utilisé la consommation journalière et la pointe maximale**
2 **atteinte.**

19. **Référence :** B-0030, HQD-13, document 1, page 16, lignes 9 à 17.

Préambule :

« En réponse à ces pistes de solution, le Distributeur soumet des propositions d'options de tarification dynamique – heures critiques qu'il souhaite implanter progressivement à partir de l'hiver 2019-2020. Ces options tarifaires, offertes sur une base volontaire, constituent pour le Distributeur une opportunité de bonifier l'offre aux clients tout en permettant à ceux ayant la capacité de diminuer leur consommation en pointe, ou de la déplacer en dehors des heures de pointe, de réduire leur facture d'électricité. Ces options tarifaires, susceptibles d'intéresser différents segments de clientèle, permettront de contribuer à réduire les besoins en puissance à la pointe et, à ce titre, constituent un moyen additionnel de gestion de la demande en puissance. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 19.1 Veuillez indiquer la quantité de puissance effacée que le Distributeur a inscrit dans la prévision des besoins en puissance de l'hiver 2019-2020 pour l'ensemble des options de tarification dynamique qu'il souhaite implanter. Si le Distributeur n'a inscrit aucune valeur aux besoins de puissance de l'hiver 2019-2020, veuillez indiquer son estimation du potentiel de puissance effacée pour l'hiver 2019-2020.

Réponse :

- 3 **La demande dépasse le cadre du présent dossier. La prévision de la demande**
4 **du présent dossier n'inclut pas de prévision pour les besoins en puissance à**
5 **la pointe d'hiver 2019-2020. Voir la réponse à la question 5.2 de l'ACEF de**
6 **Québec à la pièce HQD-14, document 2 concernant l'impact en puissance par**
7 **client adhérent à l'option de la tarification dynamique.**

- 19.2 Veuillez indiquer le taux de réserve que le Distributeur compte appliquer au potentiel d'effacement de l'ensemble des options de tarification dynamique qu'il souhaite implanter.

Réponse :

- 8 **Voir la réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
9 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**