

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

[...]

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

»

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.
- 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.
- 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.

- 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.
- 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.
- 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
- 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.

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
Approvisionnement 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.
 - 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.
 - 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.
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.
 - 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.
 - 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.
 - 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.

- 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.
- 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.

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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

- 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.
 - 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.
 - 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.
 - 4.9 Veuillez indiquer de quelle « *période analysée* » il est question au deuxième paragraphe de la référence (i).
 - 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).* »
 - 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.
 - 4.12 Veuillez expliquer pourquoi l'augmentation dont il est question au deuxième paragraphe de la référence (i) est-elle nécessaire.
 - 4.13 Veuillez indiquer quand le Distributeur a procédé à l'augmentation dont il est question au deuxième paragraphe de la référence (i).
 - 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.
 - 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.
 - 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).
-

- 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.
- 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.

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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
-

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 c/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.

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)

Demandes :

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. ».

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.

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).

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 de 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

$$\text{Coût unitaire} = \frac{308 \text{ M\$}}{1618 \text{ MW}} = 190,63 \frac{\text{\$2009}}{\text{kW installé}}$$

»

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.
- 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.
- 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.
- 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)).
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

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

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.

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		
<i>moins électricité patrimoniale</i>	178,9			178,9			0,0		
<i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i>	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
<i>dont l'entente cadre</i>	-	-	-	-	-	-	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.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	13,0	s.o.	s.o.	10,3	s.o.	-	-2,7	-
<i>dont interventions en GDP</i>	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.
- 13.2** Veuillez expliquer l'écart de -2,7 M\$ apparaissant à la référence pour les achats de puissance de l'électricité interruptible.
- 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.
- 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.

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

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			Écarts		
	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.

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 approvisionnements 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.
 - 16.2** Veuillez indiquer de quels « besoins » il est question au premier paragraphe du préambule.
 - 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.
 - 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 ».
 - 16.5** Veuillez indiquer si une telle problématique se produit à chaque année de façon semblable ou si elle était plus aiguë en 2017.
 - 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.
 - 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.
-

- 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.
- 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.
- 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.

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.
-

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* ».

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.

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.
