

R-4057-2018 : HQD – Demande tarifaire

Demande de renseignement n° 1 du Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») au Distributeur - Amendée

A. Coûts évités

1 Référence : B-0049, HQD-4, doc. 3.1

Demande :

1.1 Veuillez confirmer que l'approche de calcul des coûts évités présentée dans le document en référence est substantiellement identique à celle appliquée par le Distributeur depuis plusieurs années.

- Sinon, veuillez identifier toute modification méthodologique présentée dans ce document, par rapport à l'approche utilisée dans les dernières années.

1.2 Veuillez confirmer que l'approche présentée dans le document en référence est substantiellement identique à celle présentée par le Distributeur dans la Présentation de la méthodologie de calcul des coûts évités, R-3610-2006, HQD-15, doc. 2, Annexe A¹.

- Sinon, veuillez identifier toute modification méthodologique présentée dans ce document, par rapport à l'approche présentée par le Distributeur dans le dossier R-3610-2006.

2 Référence : B-0049, HQD-4, doc. 3.1, page 9

Citation :

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.

¹ www.regie-energie.qc.ca/audiences/3610-06/Requete3610/hqd_15_02_annexe_a_PGEE.pdf

- 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

2.1 Veuillez confirmer (ou corriger) les affirmations suivantes :

- a. **que le coût évité pour la période d'hiver, égal à 4,1¢/kWh (\$2018) indexé à l'inflation, s'applique à toutes les heures de l'hiver (décembre à mars). Sinon, veuillez indiquer quels coûts évités s'appliquent à quelles heures d'hiver ;**
- b. **que ce coût évité est calculé à partir des prix à terme sur le marché de New York, selon des cotations obtenues pendant la période de préparation du dossier tarifaire; et**
- c. **que la définition des « heures de pointe et hors pointe » reprend celle utilisée par l'ISO de New York.**

2.2 Veuillez fournir :

- a. **Les cotations des prix à terme sur le marché de New York utilisée pour calculer ce coût évité, avec indication de la source et la date;**
- b. **Les intrants utilisés pour les autres paramètres mentionnés (frais de sortie, frais de courtage, frais de couverture de GES), avec indication de leurs sources; et**
- c. **Une explication des calculs effectués à partir de ces cotations, menant au coût évité, suffisamment détaillée pour permettre la reproduction de ces calculs.**

2.3 Est-ce que les intrants utilisés pour les autres paramètres mentionnés (frais de sortie, frais de courtage, frais de couverture de GES) sont identiques à ceux utilisés afin de calculer le Prix de référence aux Relevés des livraisons selon l'Entente globale cadre (colonne R de l'onglet « EC horaire » = DAM HQ + TSC NYPA-HQ + NTAC + SC NYISO) * T (\$/MWh) ? Sinon, veuillez expliquer toute différence.

Préambule :

Il est raisonnable de présumer que les prix du marché à terme pour un produit particulier (p. ex., énergie sur toutes les heures pendant l'hiver 2018-19) varient dans le temps.

2.4 Afin de donner une idée sur la variabilité des prix à terme utilisés afin de calculer les coûts évités en énergie, veuillez :

- a. **Fournir les cotations des prix à terme selon les mêmes paramètres utilisés afin de calculer les coûts évités en énergie en date du premier jour de chaque mois de 2018 (c-à-d le 1er janvier, 1er février, ... jusqu'au 1er octobre 2018); et**
- b. **Pour chaque cotation fournie en réponse à la question précédente, veuillez calculer le coût évité en énergie qui en découlerait, si cette cotation avait été retenue.**

3 Référence : B-0049, HQD-4, doc. 3.1, page 9

Citation :

- Pour refléter la valeur de l'énergie en période hors hiver (avril à novembre), soit la période marquée par les surplus, le coût de l'électricité patrimoniale est utilisé.
→ Ce signal s'établit à 2,9 ¢/kWh (\$2018), indexé à l'inflation.

3.1 Veuillez confirmer que le coût évité pour la période hors hiver, égal à 2,9¢/kWh (\$2018) indexé à l'inflation, s'applique à toutes les heures hors hiver (avril à novembre);

3.2 Veuillez confirmer qu'il peut arriver que le Distributeur achète de l'énergie sur les marchés externes durant la période hors hiver;

3.3 Veuillez préciser le nombre d'heures hors hiver où le Distributeur a acheté de l'énergie sur les marchés externes pour chacune des années entre 2013 et 2017, inclusivement.

Préambule :

Depuis 2017, en conformité avec la décision D-2017-140, le Distributeur présente le volume et le coût total des achats sur les marchés de court terme et ce, sur une base horaire.

3.1 Veuillez indiquer le prix moyen des achats sur les marchés externes effectués pendant les mois hors hiver pour l'année 2017;

3.2 Si possible, veuillez indiquer le prix moyen des achats sur les marchés externes effectués pendant les mois hors hiver pour chacune des années 2013 à 2016, inclusivement.

4 Référence : B-0049, HQD-4, doc. 3.1, page 9

4.1 Veuillez fournir un tableau indiquant, pour chaque année entre 2013 et 2017, inclusivement :

- **Le coût évité en énergie pour la période d'hiver, tel qu'établi au dossier tarifaire de l'année antérieure,**
- **Le nombre d'heures pendant l'hiver où le Distributeur a procédé à des achats de court terme (si disponible),**
- **Le coût unitaire moyen des achats de court terme pour l'année calendrier, et**
- **Le coût unitaire moyen des achats de court terme pendant les mois d'hiver (si disponible).**

5 Référence : B-0049, HQD-4, doc. 3.1, page 12

Citation :

Au-delà des contrats de long terme, le Distributeur compte sur les moyens de **gestion de la demande en puissance**, pour un potentiel d'environ 1 500 MW. Ces quantités sont stables et procurent un service équivalent à un contrat de long terme.

5.1 Parmi les « moyens de gestion de la demande en puissance » (GDP), veuillez préciser — en incluant non seulement les moyens en place aujourd'hui, mais aussi ceux prévus ou envisagés — a) les moyens où le Distributeur contrôle directement l'effacement de la charge, et b) les

moyens où il ne le contrôle pas directement, c'est-à-dire ceux où le client/participant peut choisir s'il s'effacera ou non.

5.2 Pour chacun des moyens de GDP mentionné dans la réponse précédente, veuillez indiquer, pour chaque 10 MW de charge inscrite sur un moyen de GDP, combien de MW le Distributeur considère-t-il fiable et « équivalent à un contrat de long terme »?

6 Référence : B-0049, HQD-4, doc. 3.1, page 12

Citation :

La contribution de 1 100 MW des marchés de court terme est un **volume théorique** qui prend en considération la marge de manoeuvre dans la zone d'équilibrage du Québec et les marchés voisins. Cette marge de manoeuvre est établie en tenant compte :

- De la présence d'un marché de puissance ;
- De la capacité des interconnexions ;
- De la présence de contreparties ayant des capacités de puissance à commercialiser.

6.1 Veuillez élaborer sur :

- a. comment ce « volume théorique » a été établi, et**
- b. en quoi il est « théorique ».**

6.2 Veuillez préciser la capacité d'importation sur chacune des interconnexions suivantes :

- **MASS-HQT;**
- **ON-HQT;**
- **LAB-HQT;**
- **MATI-HQT.**

6.3 Veuillez indiquer toute capacité sur ces interconnexions qui ne serait pas disponible au besoin au Distributeur, et, le cas échéant, en préciser la raison.

6.4 Veuillez préciser ou estimer, selon les connaissances du Distributeur, les puissances qui pourraient être disponibles auprès de producteurs localisés au Québec, notamment HQ-Production, Rio Tinto/Alcan et Brookfield.

7 Référence : B-0049, HQD-4, doc. 3.1, page 13

Citation :

Établissement du coût évité en puissance

Le signal de coût évité de marché correspond au coût attendu d'un approvisionnement en puissance de type UCAP.

Ce signal est établi à 20 \$/kW-hiver (\$2018), indexé à l'inflation.

7.1 Veuillez préciser les sources et données utilisées afin de fixer la valeur de 20\$/kW-hiver (\$2018).

7.2 Veuillez préciser, calculs à l'appui, comment cette valeur a été fixée.

7.3 Veuillez expliquer la différence entre les marchés UCAP et les marchés ICAP. Est-ce que les deux marchés peuvent exister dans la même juridiction? Le cas échéant, veuillez caractériser la différence de prix entre UCAP et ICAP.

7.4 Est-ce que le Distributeur fait des achats de puissance pour l'hiver entier? Le cas échéant, veuillez indiquer, pour chacune des années 2013 à 2017 inclusivement, les informations suivantes concernant chacune des transactions de ce type :

- La date de la transaction,
- La durée de l'achat,
- Le nombre de MW acheté,
- Le coût total (et \$) et unitaire (\$/kW),
- La région de la source de puissance (p. ex., New York, Nouvelle-Angleterre, Québec),
- Le nom du vendeur,
- La source physique de la puissance (si connue).

7.5 Est-ce que le Distributeur fait des achats de puissance sur une base mensuelle? Le cas échéant, veuillez indiquer, pour chacune des années 2013 à 2017 inclusivement, les informations suivantes concernant chacune des transactions de ce type :

- **La date de la transaction,**
- **La durée de l'achat,**
- **Le nombre de MW acheté,**
- **Le coût total (et \$) et unitaire (\$/kW),**
- **La région de la source de puissance (p. ex., New York, Nouvelle-Angleterre, Québec),**
- **Le nom du vendeur,**
- **La source physique de la puissance (si connue).**

7.6 Est-ce que le Distributeur fait des achats de puissance pour des durées inférieures à un mois? Le cas échéant, veuillez indiquer, pour chacune des années 2013 à 2017 inclusivement, les informations suivantes concernant chacune des transactions de ce type :

- **La date de la transaction,**
- **La durée de l'achat,**
- **Le nombre de MW acheté,**
- **Le coût total (et \$) et unitaire (\$/kW),**
- **La région de la source de puissance (p. ex., New York, Nouvelle-Angleterre, Québec),**
- **Le nom du vendeur,**
- **La source physique de la puissance (si connue).**

8 Référence : B-0049, HQD-4, doc. 3.1, page 18

Préambule :

Le titre de la première colonne est « VAN (\$2009) ». Le titre de la deuxième ligne est « Croissance annuelle (MW) »

8.1 Veuillez confirmer que la « croissance annuelle (MW) » n'est pas exprimée en dollars de 2009;

8.2 Veuillez décrire en détail la méthode utilisée afin d'actualiser les MW futurs; et

8.3 Veuillez justifier la validité de cette méthode.

9 Référence : B-0049, HQD-4, doc. 3.1, page 22

Citation :

- Afin de s'assurer que les signaux demeurent **raisonnables**, le Distributeur valide annuellement l'évolution de ces coûts évités de T&D.

- Des travaux sont en cours actuellement pour une mise à jour complète de la détermination des signaux de coûts évités T&D (impact éventuel des nouvelles technologies, etc...).

Préambule :

Les coûts évités T&D n'ont pas été mis à jour depuis plusieurs années.

9.1 Le Distributeur est-il en mesure de préciser les coûts évités T&D pour l'année 2019? Si oui, veuillez fournir les chiffres.

10 Référence : B-0049, HQD-4, doc. 3.1, page 44

10.1 Veuillez expliquer la logique qui sous-tend l'utilisation aux fins du calcul des coûts évités du Distributeur de l'écart pointe/hors pointe dans le marché de New York.

B. La tarification dynamique

11 Référence : B-0030, HQD-13, doc. 1, page 17-18

Citation :

Les coûts évités servent de balise à l'établissement des tarifs. Ainsi, le coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an (\$ 2018 indexé à l'inflation) constitue la valeur maximale pour établir la structure de prix des options tarifaires de tarification dynamique.

Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les heures de pointe. Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable sous forme, soit de crédit ou de prix d'énergie en période critique. Le Distributeur estime que ce prix est un signal suffisamment incitatif et contrasté pour permettre de maximiser les résultats en termes d'effacement et de déplacement de la consommation. Son acceptabilité commerciale a d'ailleurs été étudiée lors de la consultation auprès de la clientèle (voir la section 4.4).

- 11.1 Faisant référence aux coûts évités, veuillez expliquer en détail pourquoi un signal de prix de 50\$/kW-hiver a été retenu et comment ce signal de prix a été calculé.**
- 11.2 Veuillez préciser auxquelles heures réfère l'expression « durant les heures de pointe » dans la citation.**
- 11.3 Si cette expression fait référence aux heures de pointe du Québec, veuillez expliquer en détail comment le Distributeur évalue les coûts évités pendant ces heures.**
- 11.4 Si cette expression fait référence aux heures de pointe du marché de New York ou ailleurs, veuillez expliquer en détail la pertinence de cette période de pointe en relation aux options de tarification dynamique au Québec.**

12 Référence : B-0030, HQD-13, doc. 1, page 19-20

Citation :

4.4. Consultation de la clientèle

Plusieurs participants à la consultation publique dans le cadre de l'Avis ont manifesté leur intérêt pour la mise en place d'une forme de tarification dynamique et d'une variante sous forme de rabais pour effacement à la pointe.

Le Distributeur a néanmoins eu recours à des groupes de discussion et des entrevues individuelles pour consulter plus finement sa clientèle à l'égard de la tarification dynamique. Des mois de mars à juin 2018, la firme Ad hoc Recherche a réalisé cette étude qualitative auprès de clients résidentiels, commerciaux, institutionnels et industriels de petite et de moyennes puissances. Des groupes de clients de la région métropolitaine de Montréal, responsables des questions énergétiques dans leur foyer ou leur entreprise, ont été rencontrés. Ces consultations ont été organisées en fonction du profil des ménages, de la vocation des entreprises et de leurs tarifs. La firme a également sondé des producteurs en serre et des représentants de stations de ski.

- 12.1 Veuillez fournir une copie du rapport de l'étude réalisée par Ad hoc Recherche, mentionnée dans la citation.**

13 Référence : B-0030, HQD-13, doc. 1, page 39, Tableau 12

Préambule :

Dans la simulation de la neutralité du TDÉ, le coût à la marge est ventilé entre les catégories suivants : Patrim, Achats, Puis., Fourn et Trans.

- 13.1 Veuillez confirmer que ces titres signifient : patrimoniale, achats, puissance, fourniture et transport.**
- 13.2 Veuillez expliquer pourquoi cette simulation n'est pas faite en fonction des coûts évités.**
- 13.3 Si possible, veuillez expliquer la correspondance entre les termes « Patrim, Achats, Puis., Fourn et Trans. » et les coûts évités.**

14 Référence : B-0030, HQD-13, doc. 1, page 25

Citation :

Le Distributeur propose deux options tarifaires pour la clientèle domestique et les petits clients commerciaux, soit un CPC et un TPC. Ces nouvelles options s'appliqueraient à compter de l'hiver 2019-2020.

Bien que la consultation de la clientèle ait permis de constater un intérêt envers des options de tarification dynamique, il est difficile pour l'instant d'en mesurer le potentiel commercial. Toutefois, avec une offre diversifiée, le Distributeur estime qu'il pourra favoriser l'adhésion à la tarification dynamique et donc maximiser l'impact de ces mesures sur sa gestion du bilan énergétique. Il entend d'ailleurs mettre en place des mesures pour inciter l'adhésion à ces options et maximiser la satisfaction des participants (voir la section 4.7).

- 14.1 Veuillez expliquer le raisonnement qui a mené le Distributeur à offrir les deux options tarifaires (CPC et TPC) simultanément, plutôt que d'en offrir une seule.**
- 14.2 Veuillez confirmer que les deux options sont mutuellement exclusives, c'est-à-dire qu'un consommateur doit choisir entre l'une et l'autre, mais ne peut choisir les deux.**
- 14.3 Est-ce que le Distributeur a l'intention de limiter d'une façon ou d'une autre le droit d'un consommateur d'entrer ou de sortir de l'une ou l'autre des deux options, par exemple en exigeant un certain laps de temps avant de faire un changement? Veuillez préciser votre réponse.**

15 Référence : B-0030, HQD-13, doc. 1, page 25

Citation :

Pour la clientèle de moyenne puissance (tarifs M et G9), seul un TPC est proposé puisque celle-ci a déjà accès au programme GDP Affaires. Cette clientèle, qui comprend les stations de ski, a fait part au Distributeur de son intérêt à poursuivre sa participation au programme. Pour le TPC, compte tenu des opinions mitigées des participants de cette clientèle aux groupes de discussion, il est proposé d'offrir ce type de tarif dans le cadre d'un projet pilote à un nombre restreint de clients (de 15 à 20 abonnements) ciblés par le Distributeur.

Préambule :

Au dossier R-4041-2018, le RNCREQ a proposé que les clients aux tarifs M et G9 deviennent également éligible au CPC, qui offre des incitatifs différents du programme GDP Affaires.

15.1 Est-ce que le Distributeur a une objection de principe à offrir aux clients aux tarifs M et G9 le choix entre le CPC et le programme GDP Affaires? Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi.

16 Référence : B-0030, HQD-13, doc. 1, page 31

Citation :

Comme il s'agit d'une nouvelle offre auprès de la clientèle de masse, le Distributeur mettra en place une stratégie d'accompagnement afin de maximiser l'expérience du client. C'est d'ailleurs un élément qui a été jugé essentiel par les participants aux groupes de discussion. En plus de la promotion de ces options, le Distributeur entend donc développer différents outils Web :

16.1 Est-ce que le Distributeur a réfléchi à la possibilité d'offrir une protection « sans regrets », par exemple en garantissant (peut-être pendant un certain temps) que le consommateur ne payera pas plus cher que s'il était resté au tarif régulier? Le cas échéant, veuillez décrire ses réflexions à ce sujet.

C. Approvisionnements

17 Référence : B-0017, HQD-6, doc. 1, page 12

Citation :

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.

17.1 Veuillez :

- a. préciser la nature des données du Transporteur pour lesquelles un écart a été constaté entre « les données officialisées en fin d'année » et « les données opérationnelles fournies par celui-ci en cours d'année »;**
- b. expliquer comment un tel écart peut se produire, et pourquoi il aura un impact important sur les besoins du Distributeur; et**
- c. fournir copie du document du Transporteur comportant « les données officialisées en fin d'année » auquel la citation fait référence.**