

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE À LA DEMANDE RELATIVE AU RENOUELEMENT DE L'ENTENTE GLOBALE CADRE  
POUR LA PÉRIODE DU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2020 AU 31 DÉCEMBRE 2022**

---

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 9;
  - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 6;
  - (iii) Pièce [D-2016-143](#), par. 22;
  - (iv) [D-2016-143](#), p. 7 et 8, par. 23 à 25;
  - (v) Pièce [B-0004](#), p. 9;
  - (vi) [D-2019-027](#), p. 74, par. 320 à 322.

**Préambule :**

(i) « 2.6.2 Prix applicable pour les 40 plus faibles heures de volume mobilisé au titre d'électricité patrimoniale

*Les difficultés liées à l'utilisation des interconnexions pendant les heures de plus faible demande imposent certaines contraintes d'approvisionnement au Distributeur. Conséquemment, les dépassements sont souvent inévitables pendant les heures concernées. Ainsi, conformément aux souhaits exprimés par la Régie dans sa décision D-2007-83, le prix applicable pour les dépassements correspondants aux 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale est balisé par le prix de marché, auquel une limite inférieure s'applique. La limite inférieure est fixée au prix de l'électricité patrimoniale, soit 2,96 ¢/kWh en 2019, qui sera indexé pour les années suivantes. »*

(ii) « Pour les 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale (article 7.1.2), le prix est celui du « Day-Ahead Market » (DAM) du point HQ Gen Import du NYISO augmenté des frais applicables. De plus, les prix de cette plage sont encadrés par un plancher correspondant au prix de l'électricité patrimoniale.

*Pour les autres heures de l'année (article 7.1.3), le prix payable est égal au maximum entre 11,0 ¢/kWh et le prix du « Day-Ahead Market » (DAM) du point HQ Gen Import du NYISO, augmenté des frais applicables. » [Nous soulignons]*

(iii) « b. pour les 40 plus petites valeurs horaires (article 7.1.2), le prix du DAM du point HQ\_Gen\_Import du NYISO, augmenté des frais applicables, encadré par un plafond égal au prix applicable aux autres valeurs horaires de l'année et par un plancher égal au prix de l'électricité patrimoniale

*c. pour les autres valeurs horaires de l'année (article 7.1.3), un prix de 10,34 ¢/kWh, augmenté de 2,5 % par année pour les années subséquentes ». [Nous soulignons]*

(iv) « [23] La Régie n'est pas convaincue que le prix de 10,34 ¢/kWh associé aux autres valeurs horaires de l'année et l'indexation annuelle de 2,5 %, qui constituent des références au premier contrat d'approvisionnement avec TransCanada Energy Ltd (TCE), soient adéquats dans le contexte énergétique actuel.

[24] À cet égard, la Régie note que le coût évité du Distributeur en période hivernale est de 6,3 ¢/kWh et correspond au coût des achats d'énergie sur les marchés de court terme. Pour ce qui est du taux d'indexation, la Régie souligne que le contrat de service d'intégration éolienne intervenu entre le Distributeur et le Producteur et approuvé par la Régie dans la décision D-2016-095 fait référence à des prix indexés à 2,0 % par année, comme dans le cas du coût évité.

[25] La Régie demande en conséquence au Distributeur de revoir le prix associé aux autres valeurs horaires de l'année, ainsi que son indexation annuelle, dans le cadre du prochain renouvellement de l'Entente, qui s'appliquerait à compter du 1er janvier 2020, le cas échéant. »

(v) « Pour les autres heures de l'année, une approche similaire à celle utilisée pour les deux autres plages est adoptée. Celle-ci élimine donc l'indexation annuelle et compare maintenant une valeur fixe au prix de marché DAM du point HQ Gen Import du NYISO.

En plus d'arrimer la méthode de calcul entre les trois plages de dépassements, l'introduction de la composante « marché » permet de répondre à la préoccupation exprimée par la Régie à ce sujet dans sa décision D-2013-206.

Le prix fixe de 11,0 ¢/kWh (comparable au prix de 10,9 ¢/kWh en 2019 selon l'Entente en vigueur) se justifie par le fait que les caractéristiques du produit dont il est question dans l'Entente ne sont pas comparables à celles des achats de court terme faits par le Distributeur.

[...]

Par ailleurs, les dépassements dans cette plage peuvent se produire dès la 301e plus grande valeur horaire. Ceci signifie qu'ils peuvent se situer en période de forte pointe, puisque les quatre mois d'hiver représentent un total de plus de 1 600 heures en pointe.

Enfin, le prix se compare au coût des approvisionnements de long terme postpatrimoniaux. »

(vi) « [319] Le bilan offre-demande en énergie présente des surplus sur l'ensemble de la période de 2019 à 2026, lesquels se traduisent par de l'électricité patrimoniale non utilisée par le Distributeur. Malgré l'existence de ces surplus patrimoniaux, le Distributeur soumet qu'il doit effectuer des achats en hiver sur les marchés de court terme afin de combler les besoins de ses clients, qui sont plus élevés au cours de cette période.

[320] Pour les mois de décembre à mars, le coût évité est de 4,1 ¢/kWh (\$ 2018), indexé à l'inflation. Il s'agit d'une annuité en dollars actualisés de 2018, basée sur les prix à terme des marchés de court terme de New York.

*[321] Afin de refléter le fait que les prix sur le marché de référence ne sont pas uniformes selon le jour de la semaine ou l'heure de la journée, le Distributeur introduit une distinction entre les heures de pointe (6 h à 22 h tous les jours ouvrables) et hors pointe du marché de référence (les autres heures). Pour la période de 2013 à 2017, l'écart de prix moyen est de 13,29 \$/MWh (ou 1,3 ¢/kWh). Cet écart est appliqué au coût évité d'énergie<sup>198</sup>.*

*[322] Pour la période hors-hiver (avril à novembre), le signal de coût évité utilisé par le Distributeur est celui du coût de l'électricité patrimoniale, soit 2,9 ¢/kWh (\$ 2018), indexé à l'inflation. »*

### **Demandes :**

- 1.1 Veuillez élaborer sur les contraintes d'approvisionnement reliées à l'utilisation des interconnexions, dont il question en référence (i).

Veuillez également préciser dans quelle mesure ces contraintes d'approvisionnement reliées à l'utilisation des interconnexions constituent un changement de contexte depuis le renouvellement de la précédente entente, qui justifie la modification apportée à l'article 7.1.2 de l'Entente globale cadre.

- 1.2 La modification apportée à l'article 7.1.2 de l'Entente globale cadre (référence (ii)) consiste à retirer le plafond des prix de vente, pour les 40 plus faibles heures de volume mobilisé au titre d'électricité patrimoniale.

Veuillez confirmer que cette modification ferait en sorte de lier davantage ces prix de vente par le prix du marché de référence de NYISO.

- 1.3 Compte tenu des contraintes d'approvisionnement liées à l'utilisation des interconnexions, ainsi que du fait que les services rendus dans le cadre de l'Entente globale cadre ne peuvent être acquis sur les marchés de court terme, veuillez justifier d'élargir le balisage pour y introduire une composante « marché » pour les 40 plus faibles heures de volume mobilisé au titre d'électricité patrimoniale.

- 1.4 Pour le prix applicable aux autres heures de l'année, le Distributeur propose d'introduire une composante « marché » de même qu'un prix plancher correspondant à 11,0 ¢/kWh (référence (v)).

Outre le fait que cette proposition puisse répondre à la préoccupation de la Régie, eu égard au taux d'indexation utilisé dans la précédente entente (référence (iv)), veuillez préciser les motifs pour lesquels cette proposition est plus représentative de la réalité du Distributeur, notamment à l'égard des coûts évités du Distributeur (référence (vi)), de même que du coût d'opportunité du Producteur. Veuillez élaborer.