

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

**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^{ER} 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.

Finalement, 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'énergie¹⁹⁸.

[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.

Réponse :

Comme présenté au dossier R-3861-2013¹, des contraintes d'approvisionnement ne permettent toujours pas au Distributeur d'effectuer les importations requises pour les 40 plus petites valeurs horaires mobilisées au titre de l'électricité patrimoniale.

Lors d'une faible demande correspondant aux 40 plus petites valeurs, le Transporteur doit déployer tous les moyens à sa disposition pour maintenir la tension minimale du réseau. Il s'agit du même contexte que lors du renouvellement des deux dernières ententes. Le Distributeur avait élaboré davantage à ce sujet, notamment, au dossier R-3622-2006 :

Lorsqu'il y a importation d'électricité sur le réseau, il faut réduire d'autant la production interne. Il existe cependant un seuil minimal de production sur le réseau. Le seuil, qui varie constamment, est le résultat des contraintes de débits minimums aux ouvrages de production hydraulique, et des contraintes techniques et contractuelles aux centrales thermiques et de contraintes sur le réseau de transport. Ces contraintes peuvent limiter la quantité totale d'importation, selon le niveau de charge. De plus, avec la

¹ Pièce HQD-2, document 1 (B-0005), page 9.

1 réduction de production synchronisée sur le réseau, on doit réduire la
2 quantité de puissance injectée (importée) par interconnexion de façon à ce
3 que le déclenchement de l'interconnexion ne provoque pas un délestage
4 de charge en sous fréquence².

5 Cette explication avait d'ailleurs été soulignée par la Régie dans sa décision
6 D-2007-833.

7 Par ailleurs, la modification apportée à l'article 7.1.2 ne découle pas d'un
8 changement de contexte. En outre, elle ne lie pas davantage les prix des
9 dépassements au prix du marché de référence, notion déjà présente dans les
10 ententes précédentes. Elle permet toutefois de tenir compte des modifications
11 apportées à l'article 7.1.3, lequel n'indique plus un prix fixe annuel, de même
12 que de simplifier la clause de l'entente précédente.

13 La nouvelle entente devait être adaptée puisque l'article 7.1.3 prévoit à présent
14 que le prix de vente payable est le plus élevé entre 11 ¢/kWh et le prix de
15 marché. Ceci fait en sorte que le prix de marché devient le prix référence
16 applicable aux 40 plus faibles heures de volume mobilisé au titre d'électricité
17 patrimoniale lorsque le prix de marché, aux heures correspondantes, est plus
18 élevé que le prix de l'électricité patrimonial. De plus, la modification supprime
19 un plafond qui n'a jamais été atteint. Selon les suivis de l'Entente globale cadre
20 déposés annuellement à la Régie, le coût des dépassements durant les 40 plus
21 faibles heures de volume mobilisé au titre d'électricité patrimoniale, calculé à
22 partir des prix de marché, a été supérieur au coût de l'électricité patrimoniale à
23 seulement deux reprises, soit deux heures le 24 juin 2014.

- 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.

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

Réponse :

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

- 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

² Dossier R-3622-2006, pièce HQD-2, document 1 (B-9), réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie.

³ Voir pages 5 et 6.

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.

Réponse :

1 **La composante marché a toujours été présente dans les dossiers de l'Entente**
2 **globale cadre. Le fait que le prix des 40 plus petites valeurs ne soit plus encadré**
3 **par une borne supérieure devrait être sans incidence, comme indiqué à la**
4 **réponse à la question 1.1.**

5 **Le Distributeur rappelle que le balisage avec les prix de marché repose sur les**
6 **constats fait par la Régie elle-même au dossier R-3622-2006 :**

7 La Régie comprend que la production minimale de certaines centrales
8 comme les centrales hydrauliques au fil de l'eau [...] peut créer une
9 situation limitant les importations en période de faible charge au Québec.
10 Cependant, dans une telle situation, le coût d'opportunité du Producteur
11 est très faible et peut être quasi nul. Si le Producteur doit produire et
12 exporter pour écouler sa production en période de faible charge, il est
13 logique que le Distributeur puisse profiter de cette énergie au coût réel de
14 marché⁴.

15 **Le prix DAM est moins volatile que le prix en temps réel, sujet aux**
16 **indisponibilités des équipements sur les marchés. Le choix du marché de**
17 **New York repose sur le fait que ce dernier est le marché de référence du**
18 **Distributeur et que les prix sur ce marché sont en général plus bas que sur celui**
19 **de la Nouvelle-Angleterre. Quant à l'Ontario, le marché DAM n'existe pas sur ce**
20 **territoire.**

- 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.

Réponse :

21 **Le Distributeur tient à réitérer que l'Entente globale cadre (« Entente ») n'est**
22 **pas un moyen d'approvisionnement disponible sur lequel il a le plein contrôle**

⁴ Décision D-2007-89, page 6.

1 et qu'il peut utiliser dans sa planification de court, moyen ou long terme. Il s'agit
2 d'un mécanisme spécifique à la zone de réglage du Québec qui permet de
3 valoriser un service rendu par le Producteur de façon non planifiée et qui est
4 constaté a posteriori lors de la reddition de compte quant à l'utilisation de
5 l'électricité patrimoniale mobilisée.

6 Ainsi, les caractéristiques spécifiques de l'Entente font en sorte qu'il est
7 impossible pour le Distributeur d'acquérir un produit parfaitement comparable
8 sur les marchés énergétiques ou de procéder à un appel d'offres afin d'obtenir
9 le même service. En effet, l'Entente garantit la livraison d'un volume
10 indéterminé et disponible en tout temps pouvant subvenir à une ou plusieurs
11 heures non connues durant une année civile.

12 Dès lors, un rapprochement entre le prix soumis à l'Entente de 11 ¢/kWh et les
13 coûts évités ou le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur
14 n'est pas approprié ou plus représentatif de la réalité du Distributeur. La nature
15 du service rendu par l'Entente ne peut pas être comparée aux activités faites
16 pour équilibrer les bilans à court, moyen et long termes.

17 Cependant, bien que le contrat cyclable ne soit aucunement en mesure de
18 fournir le service rendu par l'Entente, il s'agit d'un des moyens les plus flexibles
19 dont dispose le Distributeur, puisqu'il peut répondre à des aléas de court terme
20 (deux heures à l'avance) jusqu'à un maximum de 250 MW pour 8 760 heures. Le
21 Distributeur précise qu'un coût moyen de 11 ¢/kWh pour le contrat cyclable
22 correspond à une utilisation de 2 400 heures, pour un volume de 600 GWh. Ce
23 coût moyen est croissant lorsque le volume d'énergie diminue, puisque le coût
24 du contrat comprend une prime fixe de puissance. Or, historiquement, la
25 quantité obtenue à travers l'Entente n'a jamais été supérieure à 200 GWh. Ainsi,
26 ce comparatif, bien qu'imparfait, permet de juger du caractère raisonnable, pour
27 les deux parties, du prix unitaire de l'Entente.

28 Quant au prix applicable pour les dépassements réguliers à l'Entente, le prix
29 plancher reflète le coût d'opportunité du Producteur.