

Le 31 octobre 2018

PAR COURRIER, COURRIEL ET SDÉ

Me Véronique Dubois
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
Tour de la Bourse, C.P. 001
800, Place Victoria, 2^e étage, bur. 255
Montréal, QC, H4Z 1A2

DOSSIER : R-4057-2018 - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020

OBJET : Contestation de certaines réponses d'HQD à la demande de renseignements #1 du RNCREQ

Chère consœur,

Le RNCREQ souhaite contester les réponses d'HQD aux questions 3.3, 3.2 [bis], 4.1, 5.1, 5.2, 6.1 a, 6.3, 6.4, 7.1, 7.2 et 13.1 de sa Demande de renseignements #1, pour les motifs détaillés ci-après.

Question 3.3

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.2 du RNCREQ à la pièce HQD-2, document 10 (B-0060) du dossier R-4045-2018.

R-4045-2018, B-0060

4.2 Le Distributeur a déjà déposé le relevé des livraisons en vertu de l'entente globale cadre ainsi que les suivis détaillés des activités d'achat du Distributeur, sous format Excel, pour les années 2012 à 2015, à la demande de l'intervenant, au dossier R-3986-2016 (pièces B-0044 à B-0051). Pour l'année 2016, l'intervenant a fait la même demande dans le cadre du dossier R-4011-2017 et a obtenu les informations demandées (pièces B-0108 et B-0109).

Le Distributeur réitère qu'il dépose les informations demandées, à la fois en format PDF et Excel à la Régie, dans le cadre du suivi de l'entente globale cadre et du suivi des activités d'achat du Distributeur. L'intervenant possède donc déjà toutes les informations nécessaires.

Voir également la réponse à la question 4.1 pour les données de l'année 2017.

Réponse 4.1

Le relevé des livraisons en vertu de l'entente globale cadre a été déposé en format PDF et en format Excel à la Régie en suivi de la décision D-2016-143.

De plus, le Distributeur déposera une version amendée de ce suivi d'ici le 1^{er} octobre, comme demandé par la Régie dans sa lettre du 29 août 2018.

Motifs de contestation de la réponse à la question 3.3

Effectivement, la version amendée du Relevé des livraisons en vertu de l'entente globale cadre pour 2017 permet d'identifier le nombre d'heures hors hiver (et en hiver) où le Distributeur a acheté de l'énergie sur les marchés externes.

Pour les autres années mentionnées dans la demande (2013 à 2016, inclusivement), aucun des documents auxquels fait mention le Distributeur ne permet de connaître ni d'estimer le nombre d'heures hors hiver (ou en hiver) où le Distributeur a acheté de l'énergie sur les marchés externes.

Selon le Distributeur, le coût évité en énergie est relié aux prix des marchés externes seulement en hiver. Selon lui, le coût évité en énergie en période hors hiver est celui de l'électricité patrimoniale inutilisée. Cela présuppose que les achats de court terme se font seulement (ou presque) en hiver. L'information demandée est nécessaire afin de valider cette présomption.

Question « 3.2 [bis] »

3.2 [bis] 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.3.

Motifs de contestation de la réponse à la question 3.2 [bis] :

Comme dans le cas de la réponse 3.3, les documents disponibles permettent d'obtenir les informations demandées pour l'année 2017 uniquement.

S'il était confirmé que le Distributeur fait régulièrement des achats de court terme hors hiver, il serait utile de savoir l'ordre de grandeur des prix payés pendant ces périodes. Si ce prix dépasse significativement le prix de l'électricité patrimoniale, cela pourrait remettre en question le choix d'utiliser le prix de l'électricité patrimoniale comme signal de coût évité en énergie hors hiver.

Question 4.1

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).

Réponse :

**1 Le Distributeur rappelle, de nouveau, au RNCREQ que la demande de
2 renseignements d'un intervenant ne vise pas à faire faire sa preuve par le
3 Distributeur. La source des informations demandées par l'intervenant est
4 explicitement mentionnée au préambule des questions 3.1 [bis] et 3.2 [bis].**

Le préambule dont il est question :

« 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. »

Motifs de contestation de la réponse à la question 4.1

Tel qu'expliqué à l'égard de la question 3.3, les informations demandées aux points 2 et 4 de la question 4.1 (Le nombre d'heures pendant l'hiver où le Distributeur a procédé à des achats de court terme, et Le coût unitaire moyen des achats de court terme pendant les mois d'hiver) ne sont pas disponibles ni calculables à partir des documents disponibles, sauf pour l'année 2017.

Étant donné la variabilité importante d'année en année en ce qui concerne la fréquence, les volumes et les prix d'achats de court terme, les données d'une seule année ne sont pas suffisantes afin de tirer les conclusions.

Question 5.1

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.

Réponse :

**5 Les moyens de gestion de la demande en puissance inscrits au bilan en
6 puissance peuvent être appelés par le Distributeur mais les clients sont
7 responsables d'effacer leur charge selon les modalités des divers moyens.
8 Les clients ont des incitatifs financiers à effacer leur charge suivant leur
9 engagement combinés à des pénalités dans le cas des options d'électricité
10 interruptible, ou une compensation financière réduite voire annulée, dans le
11 cas du programme GDP Affaires.**

Motifs de contestation de la réponse à la question 5.1

La réponse ne permet aucunement de déterminer lesquels des moyens de gestion de la demande en puissance sont sous le contrôle directe du Distributeur et lesquels ne le sont pas.

Il s'agit d'un élément important, retenu par le NPCC, afin de juger de la fiabilité d'une ressource de GDP. Une réponse précise à la question est donc utile et pertinent afin d'évaluer si ces ressources « procurent un service équivalent à un contrat de long terme », comme l'affirme le Distributeur.

Question 5.2

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 »?

Réponse :

12 **La totalité des MW en provenance des moyens de gestion de la demande en**
13 **puissance est inscrite au bilan en puissance. Comme pour tous les moyens**
14 **d'approvisionnement, une réserve peut être appliquée. Celle-ci est établie en**
15 **fonction des modalités des programmes. Elle est de 15 % pour les options**
16 **d'électricité interruptible et de 17 % pour le programme GDP Affaires.**

Motifs de contestation de la réponse à la question 5.2

La réponse semble indiquer que le Distributeur considère que, pour chaque 10 MW de charge inscrite sur un moyen de GDP, l'ensemble des 10 MW sont fiables et « équivalent à un contrat de long terme ». La réponse n'est toutefois pas claire. Afin d'éviter toute ambiguïté, le RNCREQ demande que le Distributeur réponde à la question telle que posée.

Question 6.1 a.

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

Réponse :

- 1 **Le Distributeur considère le volume de contribution des marchés de court**
2 **terme comme étant théorique puisqu'il est établi à partir de son évaluation**
3 **des capacités effectives des interconnexions et des marges de manœuvre**
4 **disponibles et qu'aucune garantie de disponibilité n'est associée à cette**
5 **valeur.**
6 **Voir également l'annexe 3G de la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0009) du**
7 **dossier R-3986-2016.**

L'annexe 3G de B-0009 (page 52) contient les informations suivantes :

- 17 Les remarques qui précèdent concernant les différentes interconnexions permettent d'établir
18 les capacités d'importation sur lesquelles le Distributeur peut compter pour combler ses
19 besoins. Celles-ci sont présentées au tableau 3G-2.

TABLEAU 3G-2 :
CAPACITÉ D'IMPORTATION EFFECTIVE À LA POINTE DU RÉSEAU (MW)
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2016-2019

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur
Énergie La Lièvre – (MATI + MAFA)	263
Énergie La Lièvre – (MAHO)	0
Labrador – (LAB)	265
Nouveau-Brunswick – (NB)	785*
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	0
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	280**
Ontario – Chat Falls (Q4C)	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250**

Motifs de contestation de la réponse à la question 6.1 a.

Le premier paragraphe de la réponse n'explique aucunement comment le « volume théorique » a été établi.

La réponse n'indique aucunement comment la valeur de 1100 MW a été déterminée, à partir des données présentées en Annexe 3G.

Le Distributeur n'a donc pas répondu adéquatement à la question.

Question 6.3

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.

Réponse :

2 Voir la réponse à la question 6.1 a.

Motifs de contestation de la réponse à la question 6.3

La réponse 6.1a, citée ci-dessus, ne répond aucunement à la question posée.

Question 6.4

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.

Réponse :

3 Voir la réponse à la question 6.1 a.

Motifs de contestation de la réponse à la question 6.4

La réponse 6.1a, citée ci-dessus, ne répond aucunement à la question posée.

La question est importante parce que l'accès du Distributeur aux puissances disponibles auprès de ces producteurs localisés au Québec ne dépend aucunement de la capacité des interconnexions mentionnés à l'annexe 3G.

Question 7.1

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).

Réponse :

4 **Le signal de coût évité en puissance reflète le coût attendu, selon l'estimation**
5 **du Distributeur, des approvisionnements en puissance de type UCAP sur le**
6 **marché de court terme. L'évaluation de ce coût repose notamment sur les prix**
7 **attendus sur les marchés, tout en considérant que le Distributeur n'a pas**
8 **directement accès aux encans pour ces produits mais doit plutôt procéder par**
9 **appels d'offres.**

Motifs de contestation de la réponse à la question 7.1

La réponse n'indique ni les sources ni les données utilisées par le Distributeur afin de
fixer la valeur de 20\$/kW-hiver (\$2018).

Question 7.2

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

Motifs de contestation de la réponse à la question 7.2

La réponse 7.1 ne précise pas comment la valeur de 20\$/kW-hiver (\$2018) a été fixée.

Question 13.2

13.2 Veuillez expliquer pourquoi cette simulation n'est pas faite en fonction des coûts évités.

Réponse :

Contrairement à ce qui est sous-entendu dans la question, la simulation de la neutralité du TDÉ est bel et bien faite en fonction des coûts évités présentés à la pièce HQD-4, document 3 (B-0015). Ces coûts évités sont par la suite attribués aux clients assujettis au TDÉ en fonction de leurs caractéristiques de consommation propres. C'est ce qui explique que l'intervenant ne retrouve pas directement les données.

Voir, pour plus de détails, le document de présentation utilisé lors de la séance de travail du 26 septembre 2018 sur le sujet (pièce HQD-4, document 3.1 révisée [B-0051]).

Motifs de contestation de la réponse à la question 13.2

Si la simulation de la neutralité du TDÉ est bel et bien faite en fonction des coûts évités, une réponse complète à la question devrait indiquer minimalement comment cela a été fait. Rien dans le document de présentation de la séance de travail n'utilise l'expression « coût à la marge » ni les catégories qu'on trouve dans le tableau 12 (reproduit ci-dessous), soit « Patrim, Achats, Puis., Fourn et Trans. ».

TABLEAU 12 :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/KWH)

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourm	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDÉ	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDÉ	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDÉ	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDÉ	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2019	TDÉ	3,0	0,07	0,2	3,3	0,2	3,5	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2020	TDÉ	3,0	0,13	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	4,0	-20,0%	5,0
2021	TDÉ	3,1	0,14	0,2	3,5	0,2	3,7	0,4	4,0	-20,0%	5,0
2022	TDÉ	3,1	0,17	0,2	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2023	TDÉ	3,2	0,19	0,25	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,2
2024	TDÉ + transition	3,3	0,23	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,2
2025	TDÉ + transition	3,3	0,26	1,47	5,1	0,2	5,3	(0,5)	4,8	-10,0%	5,3
2026	TDÉ + transition	3,4	0,29	1,50	5,2	0,2	5,4	(0,3)	5,1	-5,0%	5,3
Annuité 2015-2026 5,445%		2,9	0,1	0,4	3,4	0,2	3,6	0,2	3,9	-17,9%	4,7

Étant donné que les termes utilisés dans le Tableau 12 ne font pas appel aux termes utilisés dans les documents du Distributeur concernant les coûts évités, il appartient à celui-ci d'expliquer la relation entre ces termes en appui de sa prétention que le Tableau a été préparé en fonction des coûts évités.

Espérant le tout conforme, veuillez accepter, Me Dubois, nos salutations distinguées.



Prunelle Thibault-Bédard