

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

**(QUESTIONS 7.1, 7.2 ET 13.2)**



**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 :**

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

**Complément de réponse :**

7           **Le Distributeur précise que le prix de 20 \$/kW-hiver n'est pas déterminé selon**  
8           **un calcul précis. Toutefois, d'une part, ce signal repose sur la connaissance**  
9           **du Distributeur concernant les prix de puissance de produits de type UCAP**  
10          **sur le marché de New York, et notamment sur les prévisions d'ESAI Power**  
11          **LLC présentées dans le rapport *Capacity Watch*. Ce rapport ne peut être**  
12          **diffusé par le Distributeur pour des raisons de droits de licence. D'autre part,**  
13          **comme mentionné dans la réponse initiale, le Distributeur n'a pas directement**  
14          **accès aux encans pour ces produits et doit procéder par appels d'offres. Le**  
15          **Distributeur a observé que les prix qu'il obtient lors de ses appels d'offres**  
16          **pour des produits de puissance de court terme sont toujours plus élevés que**  
17          **ceux des encans pour le marché de New York pour les mêmes périodes. Le**  
18          **prix payé par le Distributeur peut être jusqu'à cinq fois plus élevé que celui de**  
19          **l'encan.**

20          **Ainsi, l'ensemble des évaluations du Distributeur, combiné à la volonté de**  
21          **maintenir un signal stable, justifie le maintien du signal à 20 \$/kW-hiver.**

22          **Voir aussi la réponse à la question 12.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-14,**  
23          **document 3 (B-0067).**  
24

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

**Réponse :**

1           **Voir la réponse à la question 7.1.**

[...]

**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.

[...]

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

**Réponse :**

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

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

**Complément de réponse :**

11           **Le Distributeur explique la façon dont le coût à la marge de l'année 2019 d'un**  
12           **client bénéficiant du TDÉ a été calculé à partir des coûts évités de fourniture**  
13           **présentés à la pièce HQD-4, document 3 (B-0015).**

14           **Pour ce qui est des explications relatives au coût à la marge de 0,2 ¢/kWh de**  
15           **la colonne *Trans*, le Distributeur invite l'intervenant à se référer à la réponse à**  
16           **la question 34.1 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-14, document 2 (B-0066).**

1 Le calcul du coût à la marge de fourniture repose sur l’attribution des coûts  
2 évités de l’énergie et de la puissance selon le profil de consommation des  
3 clients éligibles au TDE, selon la méthodologie explicitée dans le document  
4 soumis lors de la séance de travail du 26 septembre 2018 (pièce B-0051). Les  
5 caractéristiques de consommation retenues pour cette catégorie de clients  
6 sont celles d’une charge industrielle ayant un facteur d’utilisation de près de  
7 100 %, une proportion de consommation en hiver de 33 % et un taux de pertes  
8 de distribution de 0,95 %.

9 Les mêmes calculs s’appliquent pour les années subséquentes.

**TABLEAU R-13.2 :**  
**COÛTS À LA MARGE - 2019 (EN ¢/KWH)**  
**TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE - SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ**

Année	Coût à la marge					Total
	Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	
2019	3,0	0,09	0,2	3,3	0,2	3,5

**Colonnes *Patrim* et *Achats* : attribution des coûts évités de l’énergie**

11 Les coûts évités de l’énergie de court terme pour la période d’hiver de  
12 4,16 ¢/kWh (\$2019) et pour la période hors hiver de 2,96 ¢/kWh (\$2019)<sup>1</sup> ont été  
13 attribués en fonction du nombre d’heures pendant lesquelles le Distributeur  
14 prévoit acheter sur les marchés de court terme (629 heures, soit 7,18 % des  
15 heures) ou acheter de l’électricité patrimoniale (les 8 131 heures restantes,  
16 soit 92,82 % des heures) :

- 17 • Coût à la marge de l’énergie pour les 8 760 heures de l’année
- 18 = (coût des achats de court terme \* 7,18 %) + (coût d’achat de
- 19 l’électricité patrimoniale \* 92,82 %)
- 20 = (4,16 ¢/kWh \* 7,18 %) + (2,96 ¢/kWh \* 92,82 %)
- 21 = 0,30 ¢/kW + 2,74 ¢/kWh
- 22 = 3,04 ¢/kWh

23 Ce coût de 3,04 ¢/kWh a été présenté de la façon suivante dans le tableau de  
24 simulation de la neutralité du TDÉ :

- 25 • Le coût de 2,96 ¢/kWh de la colonne *Patrim* correspond au coût de
- 26 l’électricité patrimoniale en \$2019 ;

<sup>1</sup> Les coûts évités présentés en dollars de 2018 à la pièce HQD-4, document 3 (B-0015) ont été indexés à l’inflation pour les ramener en dollars de 2019.

- 1                   • Le coût de 0,09 ¢/kWh de la colonne *Achats* correspond à l'écart entre  
2                   le coût à la marge de l'énergie pour les 8 760 heures de 3,04 ¢/kWh et  
3                   le coût de 2,96 ¢/kWh de la colonne *Patrim*.

4                   Colonne *Puis.* : Attribution du coût évité de la puissance

5                   Le signal de coût évité de court terme de la puissance de 20,40 \$/kW-hiver  
6                   (\$2019) est ramené en ¢/kWh, en considérant que 33 % de la consommation  
7                   d'un client au tarif L se fait en hiver, soit :

- 8                   • Coût de la puissance en ¢/kWh  
9                   = (20,40 \$/kW-hiver / 2 904 heures \* 33 %) \* 100  
10                  = 0,2 ¢/kWh

11                  Colonne *Fourn* : Total du coût évité de l'énergie et de la puissance

12                  Cette colonne correspond à la somme des colonnes *Patrim*, *Achats* et *Puis*,  
13                  ajustée pour le taux de pertes de distribution de 0,95 %

- 14                  • Total du coût de fourniture  
15                  = (2,96 ¢/kWh + 0,09 ¢/kWh + 0,23 ¢/kWh) \* (1 + 0,0095)  
16                  = 3,3 ¢/kWh