

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

R-4041-2018 phase 2 : GDP Affaires

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

DEMANDES À L'INTENTION DE TECHNOSIM
--

1. Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, pages 6-7 (p. 17-18 pdf)

Citation :

Deux types de coûts ont été relevés auprès des participants :

- Coûts d'implantation associés à la mise en place initiale des mesures ou mécanismes requis pour participer au programme GDP Affaires.
- Coûts d'exploitation annuels typiques pour rencontrer les demandes de réduction de puissance du programme.

Demandes :

1.1. Est-ce que Technosim a distingué entre a) les mesures mises en place spécifiquement pour répondre aux exigences du Programme GDP Affaires, et b) ceux qui étaient déjà en place pour répondre à d'autres besoins (p. ex., génératrices d'urgence)?

Réponse de Technosim :

1 **Non, aucun traitement spécifique n'a été effectué selon cette catégorisation.**

1.1.1 Le cas échéant, veuillez préciser si Technosim a traité ces deux situations de façon distincte dans son analyse, et si oui comment.

Réponse de Technosim :

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

1.1.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse de Technosim :

3 **Aucune question relative à ce qui servirait possiblement à d'autres fins n'a été**
4 **demandée.**

2. Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 7 (p. 18 pdf)

Citation :

Aux fins de l'analyse, une durée de vie de 5 ans et un taux d'actualisation de 3.4% ont été retenus.

Demandes :

2.1. Veuillez expliquer comment le taux d'actualisation de 3.4% a été choisi.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 2 de**
2 **l'ACEFQ à la pièce HQD-7, document 2.**

2.2. Est-ce que des études de sensibilité ont été faites à l'égard de la durée de vie présumée et du taux d'actualisation? Le cas échéant, veuillez préciser les résultats.

Réponse de Technosim :

3 **Non.**

2.3. En termes qualitatifs, veuillez décrire les effets sur les coûts récurrents et sur les coûts unitaires actualisés qui résulteraient d'une augmentation a) de la durée de vie et b) du taux d'actualisation.

Réponse de Technosim :

4 **Accroître la durée de vie va réduire le coût unitaire total uniquement lorsque**
5 **des coûts d'implantation sont présents. Accroître le taux d'actualisation va**
6 **accroître le coût unitaire total uniquement lorsque des coûts d'implantation**
7 **sont présents.**

3. Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 8 (p. 19 pdf), Figure 1 et page 9 (p. 20 pdf), Tableau 7

Figure 1 : Coût d'implantation des mesures - \$/kW

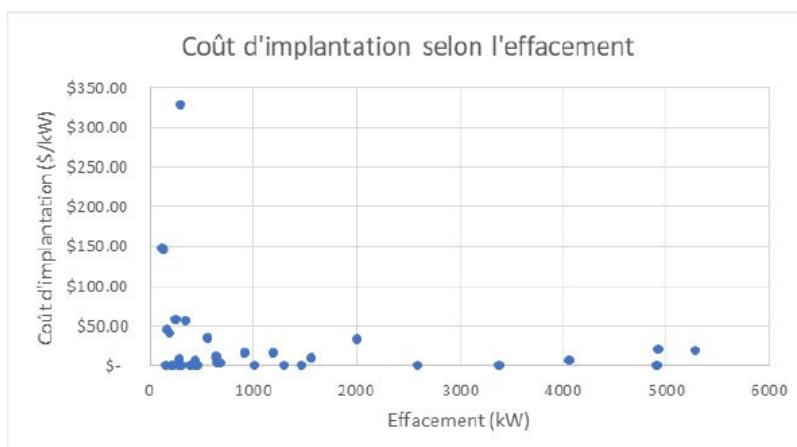


Tableau 7 : Coût d'implantation par marché (\$/kW)

Marché	Coût moyen \$/kW	Coût médian \$/kW	Écart type \$/kW	Minimum \$/kW	Maximum \$/kW
Industriel	14.71	0	24.12	0.00	46.24
Institutionnel	11.96	10.73	7.88	0.00	57.47
Commercial*	27.33	2.02	49.56	0.00	147.06
Total - échantillon	19.33	4.45	35.53	0.00	147.06

* : Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation

Citation (p. 8):

Le coût moyen d'implantation pour l'ensemble de l'échantillon est de 19.33¹ \$/kW.

(...)

¹ Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation

Préambule :

La Figure 1 montre trois valeurs aberrantes (« outliers »), avec des coûts d'implantation d'entre 150\$ et 325\$/kW, respectivement.

Demandes :

3.1. Veuillez confirmer que, parmi les 37 clients répertoriés à l'Annexe 2 (p. 37 du pdf), ces valeurs aberrantes correspondent aux clients identifiés aux première et deuxième lignes (Commercial, < 200 kW, Tarif M) et à la ligne 12 (Commercial, < 400 kW, Tarif M).

Réponse de Technosim :

1 **Technosim n'identifie qu'un seul cas, soit celui indiqué au rapport de 304 kW.**
2 **Voir également la réponse à la question 3.2.**

3.2. Pour chacune de ces valeurs aberrantes (« outliers »), veuillez préciser a) les mesures utilisées, et b) toute autre circonstance pouvant expliquer les coûts d'implantation si élevés.

Réponse de Technosim :

3 **Pour le seul cas considéré comme anormal, le coût élevé est associé à**
4 **l'implantation d'un système de contrôle du bâtiment mais dont le coût dans son**
5 **ensemble a été identifié comme pour la GDP et pour lequel le client n'a pas**
6 **souhaité faire une répartition. Pour les 2 autres cas soulevés par l'intervenant**
7 **à la question 3.1, les coûts sont associés à une reprogrammation initiale des**
8 **systèmes de contrôle.**

3.3. Veuillez confirmer si le client représenté par le point le plus élevé sur le graphique (coût d'implantation d'environ 325\$/kW) est celui visé par la mention « Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation » figurant à la note de bas de page 1 et la note au Tableau 7.

Réponse de Technosim :

9 **Technosim le confirme. Voir également la réponse à la question 3.2.**

3.4. Veuillez élaborer sur la nature des difficultés qui ont mené à l'exclusion du client avec effacement de 304 kW de l'analyse des coûts d'implantation.

Réponse de Technosim :

10 **Voir la réponse à la question 3.2.**

3.5. Veuillez expliquer pourquoi, si ce client a été exclu des dites analyses, il est néanmoins inclus à la Figure 1.

Réponse de Technosim :

1 **La figure 1 n'a pas d'impact sur les moyennes, écarts-types, etc. et il a été jugé**
2 **convenable de l'inclure afin d'offrir à cet endroit un portrait complet des**
3 **résultats.**

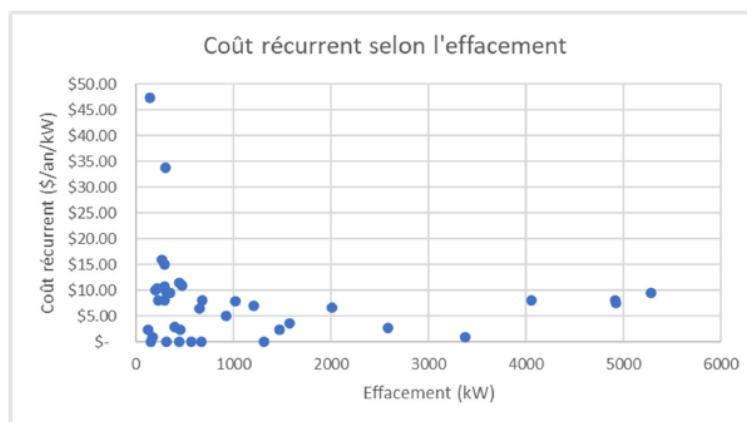
3.6. Veuillez préciser s'il a été inclus ou exclu des Tableaux 7, 12 et 15, et des autres analyses de TechnoSim.

Réponse de Technosim :

4 **Le client était exclu des tableaux 7, 12 et 15 et autres analyses.**

4. Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 10 (p. 21 pdf), Figure 2 et page 26 (p. 37 pdf)

Figure 2 : Coût d'exploitation des mesures - \$/kW



Préambule :

La Figure 2 indique deux valeurs aberrantes (« outliers »), avec des coûts récurrents d'environ 34\$ et 48\$/kW, respectivement.

Demandes :

4.1. Veuillez préciser les mesures ou moyens utilisés par chacun de ces deux clients, ainsi que toute autre circonstance pouvant expliquer les coûts d'implantation si élevés.

Réponse de Technosim :

1 **Voir la réponse à la question 3.2.**

4.2. Veuillez confirmer que le client avec les coûts récurrents d'environ 48\$/kW correspond à l'un des trois clients identifiés comme valeur aberrante (« outlier ») à la Figure 1, soit celui dont le coût d'implantation est de 145,99\$/kW, figurant à la deuxième ligne du tableau de l'Annexe 2 (p. 37 pdf).

Réponse de Technosim :

2 **Un des clients identifiés à la question 3.3 a effectivement ce coût récurrent.**

4.3. Veuillez confirmer si le client avec les coûts récurrents d'environ 34\$/kW est le même client que celui mentionné à la note de bas de page 1 et la note au Tableau 7, qui avait été exclu de l'analyse des coûts d'implantation « dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation ».

Réponse de Technosim :

3 **Technosim le confirme.**

4.4. Veuillez indiquer si le coût unitaire attribué à ce client (106,53\$/kW), qui est beaucoup plus élevé que l'ensemble des autres clients, a également été enlevé de l'ensemble des autres analyses présentées dans le rapport.

Réponse de Technosim :

4 **Technosim confirme que le coût attribué à ce client a été exclu des analyses.**

4.5. Veuillez expliquer toute circonstance connue par Technosim qui pourrait expliquer les coûts récurrents si élevés.

Réponse de Technosim :

5 **Dans les deux cas, des coûts de main d'œuvre ont été indiqués comme source**
6 **des coûts récurrents. Aucune circonstance particulière n'a été identifiée pour**
7 **ces coûts plus élevés.**

4.6. Veuillez expliquer si les données concernant ces trois valeurs aberrantes (« outliers ») ont été incluses ou exclues des Tableaux 8, 11 et 19, et des analyses présentées dans le rapport, et expliquer pourquoi.

Réponse de Technosim :

1 **Technosim n'a identifié qu'un seul cas problématique et ce dernier a été exclu**
2 **des analyses.**

5. Référence : B-0098, HQD-7, doc. 1, réponse 2.3, page 9

Citation :

Tranche d'effacement	Coût d'exploitation				# de répondants	Effacement moyen (kW)
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum		
0 à 200	\$12,21	\$2,47	\$ -	\$47,45	5	130
plus de 201 à 400	\$9,09	\$9,63	\$ -	\$15,89	10	293
plus de 401 à 600	\$5,00	\$2,47	\$ -	\$11,59	5	472
plus de 601 à 800	\$4,89	\$6,50	\$ -	\$8,17	3	665
plus de 801 à 1000	\$5,17	\$5,17	\$5,17	\$5,17	1	926
plus de 1000	\$5,41	\$6,90	\$ -	\$9,47	12	2811

Préambule :

La réponse indique que, pour chacune des tranches d'effacement, les coûts d'exploitation moyen et médian sont toujours moins que 13\$/kW, et que, à l'exception de la plus petite tranche, ils sont moins que 10\$/kW.

Demandes :

5.1. Veuillez confirmer l'interprétation de la Citation en préambule.

Réponse :

3 **Le Distributeur le confirme.**

5.2. Veuillez expliquer pourquoi un client avec un coût d'exploitation de moins que 10\$/kW aura besoin d'un appui financier de 60\$/kW afin d'inciter sa participation à l'Option tarifaire GDP Affaires (ci-après « l'Option »), considérant que selon la décision D-2019-164 (para. 267), les investissements non récurrents ne devraient pas être récupérés à travers un appui financier récurrent.

Réponse :

1 Le Distributeur rappelle que le crédit moyen versé sous l'Option doit être celui
2 qui permet d'aller chercher les contributions requises pour ce moyen au bilan,
3 y compris celles provenant de clients pour lesquels les coûts de participation
4 sont plus élevés. Voir la réponse à la question 11.3.

5 Voir également les réponses aux questions 1.1 et 1.2 de la demande de
6 renseignements n° 2 de la FCEI à la pièce HQD-7, document 5.

6. Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 9 (p. 20 pdf), Tableau 7 et page 26 (p. 37 pdf)

Tableau 7 : Coût d'implantation par marché (\$/kW)

Marché	Coût moyen \$/kW	Coût médian \$/kW	Écart type \$/kW	Minimum \$/kW	Maximum \$/kW
Industriel	14.71	0	24.12	0.00	46.24
Institutionnel	11.96	10.73	7.88	0.00	57.47
Commercial*	27.33	2.02	49.56	0.00	147.06
Total - échantillon	19.33	4.45	35.53	0.00	147.06

* : Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation

Demandes :

6.1. Veuillez confirmer que, dans l'élaboration du Tableau 7, les quatre clients sondés qui n'ont indiqué aucun coût d'implantation ni aucun coût récurrent (lignes 3, 13, 18 et 28 du tableau de la p. 26 (p. 37 pdf)) ont été représentés par des coûts nuls.

Réponse de Technosim :

7 Technosim le confirme.

6.2. Veuillez commenter les quatre (4) cas où tant le coût d'implantation que le coût récurrent est nul. TechoSim considère-t-elle que ces réponses représentent bien la réalité de ces entreprises?

Réponse de Technosim :

8 Oui, ces clients ont bien compris la question et ont jugé que les actions de GDP
9 n'entraînaient pas de coûts pour eux.

6.2.1 Si oui, veuillez fournir une explication des moyens utilisés et pourquoi leurs coûts peuvent être nuls.

Réponse de Technosim :

- 1 Les équipements et la programmation sont déjà en place et le tout se fait donc
2 automatiquement ou encore sans main-d'œuvre additionnelle car en utilisant
3 celle déjà en place.

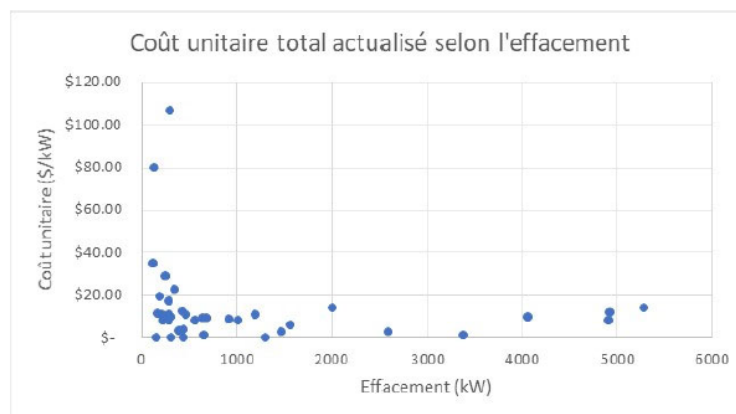
6.2.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi ces réponses ont été incluses dans l'analyse.

Réponse de Technosim :

- 4 Sans objet. Voir la réponse à la question 6.2.

7. Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 11 (p. 22 pdf), Figure 3

Figure 3 : Coût d'exploitation des mesures - \$/kW



Citation :

La Figure 3 démontre que le coût unitaire total actualisé est plus élevé pour les plus petits effacements, soit ceux de moins de 300 kW et par la suite ne démontre pas une corrélation significative avec le niveau d'effacement.

Demandes :

- 7.1. Veuillez confirmer que le titre de la Figure 3 devrait se lire : « Coût unitaire total actualisé des mesures - \$/kW »

Réponse de Technosim :

- 5 Technosim le confirme.

7.2. Veuillez confirmer que les deux points les plus élevés représentent les mêmes clients que les deux points les plus élevés aux Figures 1 et 2.

Réponse de Technosim :

1 **Technosim invite l'intervenant à voir le tableau de l'annexe 2 à la page 26 du**
2 **rapport¹ qui fournit une réponse à cette question.**

7.3. Veuillez confirmer que, à l'exception des cinq clients avec des coûts totaux au-delà de 20\$/kW (dont trois sont les valeurs aberrantes identifiées ci-dessus), il n'y a pas de différence notable des coûts unitaires totaux en fonction du niveau d'effacement.

Réponse de Technosim :

3 **Technosim n'a identifié qu'un seul cas à exclure. La constatation du niveau de**
4 **différence étant subjective, Technosim ne porte pas de jugement sur ce point.**

7.4. Veuillez expliquer si les données concernant ces deux valeurs aberrantes (« outliers ») ont été incluses ou exclues des Tableaux 9, 10, 13 et 16, et des analyses présentées dans le rapport, et expliquer pourquoi.

Réponse de Technosim :

5 **Les seules données exclues sont celles du client identifié dans le rapport**
6 **comme étant exclu.**

8. Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe 2 de l'Annexe A (p. 37 pdf)

Préambule :

L'Annexe 2 présente un tableau avec une ligne pour chacun des 37 clients sondés, indiquant pour chacun l'effacement en kW, le Coût unitaire, le coût d'implantation (\$/kW), et les coûts récurrents (\$/kW).

Demandes :

8.1. Veuillez compléter le tableau de l'Annexe 2 en rajoutant les colonnes suivantes (celles en italiques étant déjà présentes à l'Annexe 2):

¹ HQD-6, document 1 (B-0080), Annexe A.

Colonne 1 : Numéro de ligne (1 à 37)
Colonne 2 : *Secteur*
Colonne 3 : Type d'établissement (p. ex., hôpital, magasin grand surface, etc.)
Colonne 4 : *Effacement (kW)*
Colonne 5 : *Coût unitaire (\$/kW)*
Colonne 6 : *Coût implantation (\$/kW)*
Colonne 7 : *Coûts récurrents (\$/kW)*
Colonne 8* : Chaudière combustible?
Colonne 9* : Contrôle CVCA?
Colonne 10* : Gestion chaîne production?
Colonne 11* : Groupe électrogène?
Colonne 12 : Appui minimal (\$/kW) (lorsque disponible, selon l'Audit supplémentaire)

Pour les colonnes 8 à 11, veuillez préciser la situation de chaque client à l'aide de l'une des réponses suivantes :

- 7 « non » : l'équipement n'est pas présent
- 8 « oui » ; l'équipement est présent

Si la réponse est « oui » veuillez la préciser avec l'une ou plusieurs des réponses suivantes, lorsque connues :

- « existant » : l'équipement était déjà présent avant la participation au programme GDP Affaires
- « additionnel » : l'équipement a été acquis spécifiquement pour le programme GDP Affaires
- « GDP » : l'équipement sert uniquement à la GDP
- « autres fonctions » : l'équipement sert également à d'autres fonctions.

Veuillez répondre à cette demande de concert avec le Distributeur, afin de pouvoir fournir des réponses les plus complètes possibles.

Réponse de Technosim :

- 1 **Le tableau à l'annexe A présente l'information additionnelle demandée lorsque**
- 2 **disponible. Voir également la réponse à la question 9.1.**

9. Référence : B-0094, HQD-6, doc. 5, page 6 (p. 9 du pdf), Tableau 2

Citation :

Clients participants

Les 10 participants ont pu identifier le seuil minimal requis pour une adhésion à un tarif de GDP. Les résultats par client sont présentés au tableau 2.

Tableau 2 : Seuil minimal identifié par les clients participants

Effacement passé (kW)	Appui minimal (\$/kW)
119	\$ 70
137	\$ 84
289	\$ 70
290	\$ 75
304	\$ 66
438	\$ 34
450	\$ 70
561	\$ 70
1309	\$ 50
5279	\$ 11
Moyenne	\$ 60
Médiane	\$ 70
Écart-type	\$ 22

Demandes :

9.1. Veuillez compléter le Tableau 2 en rajoutant des colonnes qui indiquent a) le type d'établissement, b) les coûts d'implantation, c) les coûts récurrents, d) les coûts totaux actualisés, et e) les mesures utilisées, et ce, pour chacun des 10 participants qui ont indiqué l'appui minimal. Lorsque connu, veuillez aussi fournir le secteur d'activité du client.

Réponse de Technosim :

1 **Technosim réfère l'intervenant à la réponse à la question 8.1. Le tableau qui y**
2 **est présenté (annexe A) fourni l'information demandée pour ces 10 clients, qui**
3 **y sont identifiés par un « * » dans leur numérotation.**

9.2. Veuillez commenter les seuils d'appui minimaux indiqués par ces dix clients, en relation avec leurs coûts récurrents et d'implantation.

Réponse de Technosim :

4 **Technosim n'offre aucun commentaire.**

Réponse complémentaire du Distributeur :

5 **Voir la réponse à la question 11.2. Voir également les réponses aux questions**
6 **1.1 et 1.2 de la demande de renseignements n° 2 de la FCEI, à la pièce HQD-7,**
7 **document 5.**

9.3. Plus particulièrement, veuillez commenter la situation du dernier des dix clients, qui a un effacement passé de 5 279 kW et un seuil minimal de seulement 11 \$. Pouvez-vous expliquer pourquoi son seuil minimal est si bas, comparé aux autres clients sondés? Veuillez fournir votre meilleure explication.

Réponse de Technosim :

- 1 **Ce client est déjà tout installé pour faire de la GDP, donc n’y voit pas de coûts**
 2 **importants et serait satisfait s’il pouvait se servir de ce qui est en place.**

DEMANDES À L’INTENTION DU DISTRIBUTEUR
10. Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, page 7, Tableau 1

**TABLEAU 1 :
 COMPARAISON DES MW D’EFFACEMENT PLANIFIÉS¹⁴ ET RÉELS**

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019	Hiver 2019-2020
Planifiés	30	130	260	287*	287*
Payés	25	183	287	252*	254*
Réels	25	183	287	280	297
Écart planifiés vs réels	-5	53	27	-7	10

* Pour respecter l’ordonnance de sauvegarde

Demande :

10.1. Veuillez expliquer en détail, en faisant référence aux ordonnances de sauvegarde, pourquoi les MW payés en 2018-2019 et en 2019-2020 sont moins élevés que les MW planifiés et Réels.

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 1 d’OC à**
 4 **la pièce HQD-7, document 7.**

**11. Référence : (i) B-0085, HQD-6, doc. 2, page 8, lignes 34 à 37.
 (ii) D-2019-164**

Citation 1 (réf. (i)):

À cet effet, le Distributeur souligne que ce que constitue un niveau adéquat d’appui financier varie évidemment selon les clients. Pour certains, les coûts directs et les contraintes sont plus faibles, alors que pour d’autres, ils sont plus importants. Pour d’autres encore, l’appui financier est insuffisant pour compenser les inconvénients subis. Plusieurs clients ont d’ailleurs refusé de participer au Programme pour cette raison. Cela illustre l’importance pour le Distributeur d’établir l’appui financier à un

niveau qui lui permet d'atteindre ses objectifs, et non pas de tenter de le calquer sur les coûts directs et indirects des clients. (notre soulignement)

Citation 2 (réf. (i)):

De plus, le Distributeur réitère que l'appui financier doit non seulement couvrir les coûts d'effacement, mais doit également permettre aux participants d'obtenir un gain en contrepartie de celui-ci. (notre soulignement)

Citation 3 (réf. (ii)) :

[234] [La Régie] estime qu'une telle approche [d'établir la valeur maximale de l'appui financier sur la base des coûts évités en puissance de long terme] ne permet pas de déterminer si l'appui financier offre uniquement la rémunération suffisante pour mener à l'effacement visé par le Programme, tout en cherchant à minimiser ses coûts, dans l'intérêt de l'ensemble de la clientèle qui le paie. Autrement dit, cette approche ne permet pas de déterminer des tarifs justes et raisonnables.

(...)

[267] La Régie juge qu'il est essentiel de justifier l'appui financier du Programme de façon distincte, selon qu'il s'agit de compenser les coûts annuels récurrents de participation de ceux visant l'installation d'équipements chez les participants. Ces investissements non récurrents ne devraient pas être récupérés à travers un appui financier récurrent, mais plutôt faire l'objet, par exemple, d'une subvention distincte en efficacité énergétique. (notre soulignement)

Demandes :

11.1. Étant donné la décision D-2019-164, le Distributeur est-il d'accord que l'appui financier du programme, qui sera fixé afin de permettre aux participants d'obtenir un gain en contrepartie de leur coût d'effacement, devrait tenir compte uniquement des coûts récurrents de participation, et non des coûts d'implantation? Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que le crédit offert ne tient pas compte des coûts**
2 **d'implantation, en conformité avec la décision D-2019-164² de la Régie.**

11.2. Veuillez confirmer que l'appui nécessaire afin d'augmenter la participation à l'Option, c'est-à-dire afin d'intéresser des clients qui jusqu'ici n'ont pas choisi de participer au

² Paragraphe 267.

GDP Affaires, sera plus élevé que l'appui nécessaire pour maintenir la participation des clients existants, notamment parce qu'ils ont déjà en place les équipements requis.

Réponse :

1 **Comme mentionné aux pièces HQD-6, document 2 (B-0085)³ et HQD-6,**
2 **document 6 (B-0097)⁴, le crédit proposé par le Distributeur vise non seulement**
3 **à maintenir la participation des clients à l'Option, mais aussi à l'augmenter.**

11.2.1 Veuillez confirmer que la proposition de 60\$/kW en moyenne reflète l'appui financier que le Distributeur considère nécessaire afin « d'atteindre ses objectifs » de croissance de l'apport de l'Option au bilan de puissance.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 11.2.**

11.2.2 Veuillez estimer l'appui qui serait requis uniquement pour maintenir la participation à son niveau actuel, c'est-à-dire pour garder les clients actuels de GDP Affaires.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 11.2. Par ailleurs, comme mentionné à la pièce**
6 **HQD-6, document 2 (B-0085)⁵, il se pourrait que le Distributeur doive apporter**
7 **des ajustements à l'Option si les résultats attendus en matière de réduction de**
8 **puissance ne sont pas au rendez-vous, suivant les constats réalisés au cours**
9 **des prochains hivers.**

11.3. Veuillez indiquer qu'est-ce que le Distributeur considère être une marge adéquate, au-delà des coûts récurrents de participation, afin d'atteindre ses objectifs de participation à l'Option tarifaire.

Réponse :

10 **La réflexion du Distributeur n'est pas basée sur la quantification de marges**
11 **pour les participants pris individuellement. Conceptuellement, il s'agit plutôt**
12 **d'établir une rémunération qui permet d'aller chercher la dernière unité**
13 **contributive requise pour atteindre la contribution globale souhaitée, même si**

³ Page 7

⁴ Page 6.

⁵ Page 9.

1 cette unité est plus coûteuse. Pour ce faire, le Distributeur a calibré son crédit
2 moyen sur la base du signal de prix éprouvé que représente la rémunération de
3 70 \$/kW accordée depuis la mise en œuvre du Programme et actuellement en
4 vigueur en vertu du tarif provisoire, en l'ajustant suivant les indications
5 données par la Régie dans sa décision D-2019-164. Le Distributeur rappelle que
6 cette rémunération de 70 \$/kW a jusqu'à présent permis d'obtenir des
7 contributions à hauteur des objectifs qu'il s'est fixés pour ce moyen
8 d'effacement, afin d'équilibrer son bilan en puissance.

9 Les résultats des audits démontrent que l'offre tarifaire est cohérente avec les
10 coûts récurrents du bassin participants requis, actuels ou futurs, pour atteindre
11 les objectifs de contribution visés, tout en leur permettant de dégager un gain,
12 afin de les inciter à participer à l'Option.

11.4. Cette « marge adéquate » serait-elle moins élevée si, plutôt que d'accroître la participation à l'Option, l'objectif était de maintenir la participation des clients actuels de GDP Affaires en attendant la mise en place d'un programme d'efficacité énergétique qui supporterait les coûts d'implantation des équipements requis par des nouveaux participants ? Veuillez élaborer sur votre réponse.

Réponse :

13 Le Distributeur réitère que la rémunération proposée au travers de l'Option ne
14 vise pas à compenser les clients pour leurs coûts d'implantation.

12. Référence : (i) B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, Annexe 2 (p. 37 du pdf)
(ii) B-0080, p. 22, ou (p. 33 du pdf)

Préambule :

L'Annexe 2 de l'Audit de TechnoSim démontre que, des 37 clients sondés, seulement deux (2) avaient des coûts récurrents au-delà de 16\$/kW, et seulement quatre (4) avaient des coûts récurrents au-delà de 11 \$/kW.

Demandes :

12.1. Veuillez confirmer que les calculs des coûts récurrents de TechnoSim étaient basés sur des appels de 40h par année.

Réponse :

15 Le Distributeur le confirme.

12.2. Veuillez préciser les gains que toucherait un participant à l'Option, selon la proposition du Distributeur, en presumant qu'il a un effacement de 100 kW, et des coûts récurrents de 15 \$/kW.

Réponse :

1 **En fonction de sa proposition dégressive, la différence entre la rémunération**
2 **octroyée à un client qui maintient un effacement de 100 kW pour tous les**
3 **événements de pointe critique survenant au cours d'un hiver et des coûts**
4 **récurrents de 15 \$/kW serait de 50 \$/kW.**

12.3. Est-ce que le Distributeur estime que des gains de cette ampleur seraient suffisants pour inciter la participation?

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 11.3. En outre, le Distributeur espère que l'Option**
6 **proposée, bien qu'offrant une rémunération inférieure au Programme, permette**
7 **non seulement de maintenir, mais également de stimuler la participation à**
8 **l'Option. À cet égard, le Distributeur émet l'hypothèse, qui demeure à être**
9 **vérifiée, que la pérennisation de l'Option pourrait constituer un élément attractif**
10 **pouvant compenser, en tout ou en partie, l'effet de la baisse de rémunération.**
11 **Si cette hypothèse se voyait invalidée, des ajustements pourraient devoir être**
12 **apportés afin de préserver la contribution de ce moyen à l'atteinte de l'équilibre**
13 **du bilan en puissance. Voir également la réponse à la question 4.1 de la**
14 **demande de renseignements n° 2 de l'ACEFQ à la pièce HQD-7, document 2.**

Citation (réf. (ii)) :

B1. Maintenant, j'aimerais savoir environ combien a coûté l'implantation des différentes mesures de réduction de la puissance que vous avez mises en place, qu'elles aient été utilisées ou pas durant les événements du programme.

12.4. Veuillez confirmer que les données récoltées et analysées par TechnoSim à l'égard des coûts d'implantation ne concernent que des coûts déjà engagés par des clients existants de GDP Affaires.

Réponse du Distributeur :

1 **Comme mentionné à la pièce HQD-6, document 1 (B-0080)⁶, le premier audit**
2 **réalisé par Technosim visait, notamment, à établir les coûts d'implantation des**
3 **participants au Programme.**

Réponse complémentaire de Technosim :

4 **Technosim confirme qu'il s'agit de coûts déjà engagés. Il ne peut toutefois**
5 **confirmer s'ils ont été engagés spécifiquement aux fins d'une participation au**
6 **Programme.**

12.5. Étant qu'il s'agit d'équipements déjà en place, veuillez expliquer la pertinence des coûts d'implantation à l'égard de la participation future des clients actuels de GDP Affaires.

Réponse :

7 **La proposition du Distributeur vise à couvrir les coûts récurrents que les clients**
8 **encourent pour participer à l'Option. Comme mentionné à la pièce HQD-6,**
9 **document 2 (B-0085)⁷, le Distributeur préfère attendre de constater les effets de**
10 **cette pérennisation avant de juger s'il y a lieu de pallier l'écart de rémunération**
11 **au moyen d'un programme d'efficacité énergétique.**

12.6. Veuillez confirmer que les coûts d'implantation sont pertinents uniquement à l'égard du recrutement de nouveau participants à l'Option, plutôt qu'à la rétention des participants actuels.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 12.5.**

13. Référence : B-0085, p. 10-11.

Citation :

Compte tenu de ce qui précède, du caractère critique de la contribution de l'Option au bilan de puissance, des indications reçues de la Régie à ce jour et de l'absence de données précises relatives à l'ensemble des coûts à considérer, le Distributeur

⁶ Page 5.
⁷ Page 11.

propose de fixer l'appui financier moyen au montant de 60 \$/kW. Ce montant est dérivé du signal de prix éprouvé de 70 \$/kW, duquel est soustraite une approximation des coûts d'équipement requis pour l'effacement, que la Régie a suggéré de compenser par voie d'un éventuel programme d'efficacité énergétique.

Demandes :

13.1. Veuillez confirmer que l'approche du Distributeur est de soustraire de l'appui financier antérieur de 70 \$/kW un montant de 10 \$/kW, qui devrait représenter les coûts d'équipements requis pour l'effacement.

Réponse :

1 **Le montant de 10,50 \$/kW a été utilisé par la Régie dans sa décision D-2019-164**
2 **pour demander au Distributeur de réduire le montant moyen de l'appui**
3 **financier, le faisant passer implicitement de 70 \$/kW à 60 \$/kW. Le Distributeur**
4 **a choisi de présenter une option tarifaire dont l'appui moyen respecte cette**
5 **décision de la Régie.**

6 **Voir également la réponse à la question 11.3.**

13.2. Veuillez indiquer en détail, chiffres à l'appui (en format Excel, avec les formules intacts), comment la valeur de 10 \$/kW a été établie afin de représenter les coûts d'équipements requis pour l'effacement.

Réponse :

7 **L'origine de la valeur de 10,50 \$/kW a déjà été présentée au cours de la phase 1**
8 **du présent dossier⁸. Elle est simplement le reflet de l'appui financier minimal,**
9 **soit 15 % de l'appui financier unitaire (15 % × 70 \$/kW).**

10 **Le Distributeur rappelle qu'il a utilisé cette valeur aux seules fins du calcul du**
11 **test du participant. À défaut de connaître les coûts supportés par le client, il a**
12 **eu recours à cette hypothèse. Le Distributeur avait réitéré ce fait dans son**
13 **complément de preuve⁹, de même qu'en réponse à une question de la Régie¹⁰ :**

14 **Le Distributeur n'a pas indiqué que le MAFM constituait une bonne**
15 **approximation du coût supporté par le client. Au contraire, comme indiqué**
16 **à la référence (iii), les sommes encourues par les clients sont difficilement**
17 **quantifiables. Le Distributeur a donc utilisé le MAFM à défaut d'une**
18 **meilleure estimation disponible.**

⁸ Voir la section 4 (page 16) de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004).

⁹ Pièce HQD-1, document 2 (B-0007). Voir la note 5 au bas de la page 10.

¹⁰ Réponse à la question 3.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 (B-0015).

13.3. Veuillez justifier le montant de 10\$/kW à la lumière des résultats présentés à l'Annexe 2 du rapport de TechnoSim (B-0080), selon lequel 41% des participants sondés avaient des coûts d'implantation plus grands que 10\$/kW, et 25% des participants sondés avaient des coûts d'implantation plus grands que 50\$/kW.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 13.1.**

13.4. Est-ce que l'Option GDP Affaires, tel que proposée, distingue d'une façon ou d'une autre entre les clients qui répondent aux appels en utilisant des équipements déjà acquis pour d'autres fins (p. ex. des génératrices d'urgences), par rapport à ceux qui ont acquis ou doivent acquérir des équipements spécifiquement pour pouvoir répondre aux appels de l'Option GDP Affaires?

Réponse :

2 **La proposition du Distributeur ne fait pas une telle distinction.**

13.5. Étant donné que l'appui financier ne doit pas couvrir des coûts de l'acquisition d'équipement, et en l'absence d'un programme pour appuyer l'acquisition de tels équipements, veuillez indiquer en quoi un client n'ayant pas déjà de tels équipements aura intérêt à s'inscrire.

Réponse :

3 **Voir les réponses aux questions 11.3 et 12.5.**

13.6. En tenant compte de la réponse précédente, veuillez expliquer sur quelle base le Distributeur présume que l'impact de l'Option passera de 150 MW en 2021-2022 à 300 MW en 2026-2027, tel qu'indiqué au Tableau 8 (page 24), ou à 470 MW en 2024-2025, tel qu'indiqué à B-0114 (R-4110-2019), au Tableau 2.1.

Réponse :

4 **Voir les réponses aux questions 4.2 et 4.3 de la demande de renseignements**
5 **n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-7, document 4.**

14. Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, p. 15 (p. 26 du pdf)

Préambule :

TechnoSim identifie quatre (4) catégories de mesures implantées par les clients de GDP Affaires, soit :

- Chaudière combustible (ou appareils de chauffage à combustible)
- Contrôle système CVCA
- Gestion chaîne production, et
- Groupe électrogène.

Demandes :

14.1. Veuillez ventiler la croissance prévue parmi les quatre catégories de mesures identifiées par TechnoSim.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne dispose pas de cette information. Par ailleurs, ce niveau de**
2 **détail n'est pas requis pour l'analyse de l'Option proposée.**

14.2. Veuillez décrire, en termes qualitatifs et, quand possible, quantitatifs, des coûts d'exploitation (coûts récurrents) de chacune de ces quatre catégories.

Réponse :

3 **Voir la section 5.2 de l'annexe 2 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0080).**

14.3. Dans un cas où il s'avère qu'il y a une différence importante entre les coûts récurrents d'une catégorie de mesures de GDP par rapport à une autre, veuillez confirmer que :

14.3.1 si l'appui financier offert fournit un gain adéquat aux clients utilisant la mesure la moins coûteuse, il pourrait être insuffisant pour les clients utilisant la mesure la plus coûteuse; et

Réponse :

4 **Bien que le crédit offert puisse être suffisant pour l'un et insuffisant pour l'autre,**
5 **et à la lumière des résultats présentés dans sa preuve, le Distributeur soutient**
6 **que l'appui financier moyen proposé au montant de 60 \$/kW est adéquat et**
7 **centré, surtout qu'il cherche à convaincre les non-participants d'adhérer à**
8 **l'Option.**

14.3.2 si l'appui financier offert fournit un gain adéquat aux clients utilisant la mesure la plus coûteuse, les dépenses associées à son utilisation par des clients utilisant la mesure la moins coûteuse pourraient être jugées non justifiées.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 14.3.1.**

15. Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 7 (p. 18 pdf)

Citation :

La majorité des clients fournissaient les coûts d'exploitation selon une hypothèse de 10 appels de réduction de puissance de 4 heures. Cette mesure a donc été retenue pour tous les coûts récurrents. Il est important de noter que cela ne représente pas le nombre d'appels de 2019-2020.

Demandes :

15.1. Veuillez préciser le nombre d'appels fait aux clients de GDP Affaires pour chaque hiver, depuis le début du programme.

Réponse :

2 **Voir le tableau R-12.4 fourni en réponse à la question 12.4 de la demande de**
3 **renseignements n° 1 d'OC, à la pièce HQD-7, document 7.**

15.2. Veuillez indiquer pour chacun de ces appels si c'était tous les clients de GDP Affaires qui étaient appelés ou si c'était seulement une partie d'entre eux.

Réponse :

4 **Tous les clients sont appelés à chacun des appels.**

15.3. Dans l'éventualité où ce n'était pas tous les clients qui étaient appelés lors d'un appel, veuillez indiquer (pour chaque appel), a) quel pourcentage de la clientèle GDP Affaires a été appelée et b) de quelle façon le choix des clients appelés a-t-il été fait.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 15.2.**

16. Référence : B-0080, HQD-6, doc. 1, Annexe A, page 3 (p. 14 pdf)

Préambule :

Le programme GDP Affaires existe depuis 2016, connu originalement sous le nom « Programme Charges interruptibles – Bâtiments CI ». Présumons que, dans ses pratiques courants d'affaires, le Distributeur connaît et maintient contact avec sa clientèle affaires.

Citation (B-0080, p. 14 du pdf):

La base de données de clients qui ont participé au programme GDP Affaires en 2019-2020 comprend un total de 373 participants. De ce total, 356 clients ont participé au programme pour l'hiver 2019-2020.

Demandes :

16.1. Veuillez fournir :

16.1.1 votre meilleure estimation (quantitative si possible, sinon qualitative) du nombre de ces clients participants (et du nombre de kW d'effacement affecté) qui ont fait des investissements spécifiquement afin de participer au Programme; et

Réponse :

2 **Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir d'estimation valable en l'absence**
3 **de données à cet effet. L'information que le Distributeur obtenait des clients**
4 **participants se limitait aux informations présentes sur le *Formulaire***
5 ***d'inscription annuelle.***

6 **Voir également les réponses aux questions 5.1 et 5.2 de la demande de**
7 **renseignements n° 1 d'OC à la pièce HQD-7, document 7**

16.1.2 un ordre de grandeur de l'ampleur de ces investissements, en \$/kW.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 16.1.1.**

16.2. Est-ce que la réponse aux sous-questions précédentes varie selon les mesures ou moyens utilisés par les différents clients? Le cas échéant, veuillez les distinguer et préciser la nature de la variation.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 16.1.1.**

16.3. Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux systèmes de contrôle de CVCA afin de réduire leur consommation lors des événements de pointe, veuillez indiquer avec le plus de précision possible, le nombre de clients et le nombre de MW d'effacement qu'ils représentent, pour chacune des catégories de clients suivantes :

16.3.1 Clients qui ont acquis ces équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires; et

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 16.1.1.**

16.3.2 Clients qui avaient déjà ces équipements en place, pour remplir une autre fonction.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 16.1.1.**

16.3.3 Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux systèmes de contrôle de CVCA afin de réduire leur consommation lors des événements de pointe et qui ont acquis des équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires, veuillez présenter votre meilleure estimation du nombre d'années de participation au Programme qui serait requis afin d'amortir le coût de cet investissement.

Réponse :

4 **Le Distributeur ne dispose pas de cette information.**

16.4. Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux groupes électrogènes afin de réduire leur consommation lors des événements de pointe, veuillez indiquer avec le plus de précision possible le nombre de clients et le nombre de MW d'effacement qu'ils représentent, pour chacune des catégories de clients suivantes :

16.4.1 Clients qui ont acquis ces équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires; et

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 16.1.1.**

16.4.2 Clients qui avaient déjà ces équipements en place, pour remplir une autre fonction (p. ex., génératrice d'urgence).

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 16.1.1.**

16.4.3 Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux groupes électrogènes afin de réduire leur consommation lors des événements de pointe et qui ont acquis ces équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires, veuillez présenter votre meilleure estimation du nombre d'années de participation au Programme qui serait requis afin d'amortir le coût de cet investissement.

Réponse :

3 **Le Distributeur ne dispose pas de cette information.**

16.5. Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux chaudières à combustible afin de réduire leur consommation lors des événements de pointe, veuillez indiquer avec le plus de précision possible le nombre de clients et le nombre de MW d'effacement qu'ils représentent, pour chacune des catégories de clients suivantes :

16.5.1 Clients qui ont acquis ces équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires; et

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 16.1.1.**

16.5.2 Clients qui avaient déjà ces équipements en place, pour remplir une autre fonction.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 16.1.1.**

16.5.3 Parmi les clients du programme GDP Affaires qui font appel aux chaudières à combustible afin de réduire leur consommation lors des événements de pointe et qui ont acquis des équipements spécifiquement afin de participer au Programme GDP Affaires, veuillez présenter votre meilleure estimation du nombre d'années de participation au Programme qui serait requis afin d'amortir le coût de cet investissement.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne dispose pas de cette information.**

**17. Référence : (i) B-0097, HQD-6, doc. 6, page 6
(ii) B-0094, Annexe A, p. 6, p. 9-10 du pdf
(iii) B-0080, Annexe 2, p. 37 du pdf**

Citation 1 (réf. (i)):

Le Distributeur constate que les résultats de cet exercice sont en ligne avec ceux obtenus lors d'échanges antérieurs avec les clients ainsi que les partenaires du marché afin de déterminer l'appui financier nécessaire pour atteindre les objectifs visés du Programme³. En effet, les résultats du sondage font état d'un seuil minimal d'appui financier requis pour adhérer à l'Option qui est en moyenne égale (participants) ou supérieure (non-participants) à l'appui financier moyen de 60 \$/kW proposé par le Distributeur. Par ailleurs, ce seuil est en moyenne beaucoup plus élevé pour les non-participants (97 \$/kW) que pour les participants (60 \$/kW).

Citation 2 (réf. (ii)) :

Pour les clients qui connaissaient le programme mais n'y avaient jamais participé, la raison principale identifiée est avant tout technique et non pas liée à l'incitatif. Un seul client a indiqué clairement ne pas avoir participé dû au niveau d'appui offert. Dans les autres cas, plusieurs clients ont indiqué que le délestage n'était pas possible, dont les centres de traitement de données et quelques industries où le déplacement de la production est un obstacle majeur. Enfin, deux des clients ayant déjà participé ont indiqué qu'ils voulaient poursuivre mais qu'ils s'y sont pris trop tard alors qu'un seul a indiqué avoir quitté le programme dû à l'appui financier insuffisant. (notre soulignement)

Demandes :

16.6 Veuillez confirmer que, malgré les appuis minimaux moyens de 97\$/kW identifiés par les clients non-participants (B-0097), leur non-participation n'est pas liée à l'incitatif. Est-ce la compréhension du Distributeur que, même si l'appui minimal était augmenté pour

avoisiner la moyenne de 97\$/kW, la majorité des non-participants n'adhéreraient néanmoins pas à l'Option?

Réponse du Distributeur :

1 **Outre les raisons invoquées par les participants aux audits, le Distributeur n'est**
2 **pas en mesure d'affirmer que si l'appui minimal était fixé à près de 97 \$/kW, la**
3 **majorité des non-participants n'adhéreraient néanmoins pas à l'Option. Au**
4 **surplus, voir la réponse à la question 11.3.**

Réponse complémentaire de Technosim :

5 **Technosim invite l'intervenant à voir le tableau détaillé fourni en réponse à la**
6 **question 2.5 de la demande de renseignements n° 2 de la FCEI à la pièce HQD-**
7 **7, document 5. Ce tableau indique que dans plusieurs cas les raisons ne sont**
8 **pas financières. Il demeure toutefois impossible d'affirmer que si un tel incitatif**
9 **était offert, les clients non adhérents refuseraient ce tarif.**

16.7 Veuillez confirmer que, lorsqu'un client utilise un groupe électrogène comme moyen d'effacement, il n'y a pas de délestage.

Réponse du Distributeur :

10 **Le Distributeur confirme qu'en principe, ce devrait être le cas.**

Réponse complémentaire de Technosim :

11 **La question n'a pas été soulevée lors des entrevues.**

Citation 3 (réf. (ii)) :

Tableau 2 : Seuil minimal identifié par les clients participants

Effacement passé (kW)	Appui minimal (\$/kW)
119	\$ 70
137	\$ 84
289	\$ 70
290	\$ 75
304	\$ 66
438	\$ 34
450	\$ 70
561	\$ 70
1309	\$ 50
5279	\$ 11
Moyenne	\$ 60
Médiane	\$ 70
Écart-type	\$ 22

Préambule :

Le Tableau 2 indique qu'un seul client, qui représente plus que 50% de l'effacement total des clients inclus au sondage, avait un appui minimal de seulement 11 \$/kW. Selon l'Annexe 2 de B-0080, il s'agit apparemment d'un consommateur institutionnel au tarif LG, avec des coûts récurrents de 9,47 \$/kW.

17.1. Veuillez confirmer que le dernier client mentionné au Tableau 2 (Citation 2), avec 5279 kW d'effacement passé, est le dernier client mentionné à l'Annexe 2 de B-0080 (p. 26 (p. 37 pdf)), soit un consommateur institutionnel au tarif LG, avec des coûts récurrents de 9,47 \$/kW.

Réponse de Technosim :

1 **Technosim le confirme.**

17.2. Veuillez décrire le type d'institution qu'est ce client. (S'agit-il d'un hôpital, d'une université, etc.?)

Réponse de Technosim :

2 **Il n'est pas possible de répondre à cette question puisque ce niveau de détail**
3 **pourrait compromettre la confidentialité des entrevues.**

17.3. Quels sont les mesures ou moyens utilisés par ce client afin de fournir l'effacement? Ces équipements servent-ils à d'autres fins?

Réponse de Technosim :

4 **Voir la réponse à la question 8.1.**

17.4. Veuillez fournir une moyenne pondérée des appuis minimaux identifiés par les clients sondés par TechnoSim (Tableau 2, Citation 2).

Réponse de Technosim :

5 **Cette information est déjà disponible à partir des données du tableau 2 de la**
6 **référence ii).**

18. Référence : B-0097, HQD-6, doc. 6, page 8**Citation 1 :**

Tout comme pour les coûts évités de la puissance, le Distributeur utilise la mise à jour des coûts évités⁶ présentée dans l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029. Ceux-ci sont présentés au tableau 1.

**TABLEAU 1 :
COÛTS ÉVITÉS DE L'ÉNERGIE**

Paramètres	Valeur
Coût évité de court terme pour la période d'hiver	4,5 ¢/kWh (\$2020)
Coût évité de long terme	8,4 ¢/kWh (\$2020)
Différenciation pointe et hors pointe	13,26 \$/MWh (\$2020)

Demande :

18.1. Veuillez fournir une référence précise à l'État d'avancement 2020 pour la « Différenciation pointe et hors pointe », en indiquant comment elle a été fixée et comment elle est utilisée.

Réponse :

1 **La valeur mise à jour de la différenciation pointe et hors pointe n'apparaît pas**
2 **dans l'État d'avancement 2020. Toutefois, il s'agit de la plus récente valeur**
3 **utilisée par le Distributeur, par exemple dans le dossier R-4127-2020 (pièce**
4 **B-0011).**

**19. Référence : B-0085, HQD-6, doc. 2, page 18
B-0098, R. 1.3, page 5****Citation 1 :**

Le Distributeur est donc d'avis que le rôle des agrégateurs ne pourrait être maintenu qu'à travers une redéfinition de leur rôle, sur la base d'ententes entre les clients du Distributeur et les entreprises spécialisées dans le contrôle des charges. Cette façon de procéder respecterait la relation commerciale que suppose l'application d'un tarif par le Distributeur à son client, tout en permettant à ce dernier de convenir d'une entente avec un tiers qui pourrait lui permettre de réduire sa consommation à la demande du Distributeur et ainsi de participer à l'Option.

Préambule :

La réponse 1.3 de B-0098 semble indiquer qu'il y a 34 agrégateurs parmi la clientèle du Programme, dont six (6) qui contribue plus que 1600 kW d'effacement. Par contre, le Tableau R-3.1.1 du même document indique un total de 27 agrégateurs, pour un total de 5 084 kW.

Demande :

19.1. Veuillez clarifier et élaborer davantage sur l'apparence de contradiction identifiée au préambule.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n° 6 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-7, document 1.1.**

19.2. Veuillez fournir l'effacement total fourni par les agrégateurs.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 19.1.**

19.3. Veuillez fournir un portrait de ces agrégateurs, en indiquant entre autres :

- Combien d'entre eux sont des sociétés québécoises, canadiennes, et américaines ;
- Combien d'eux offrent un éventail de services énergétiques, versus ceux pour lesquels l'agrégation est l'activité principale;
- Toute autre information que le Distributeur considère utile afin de comprendre l'écosystème d'agrégateurs au Québec.

Réponse :

4 **Dans le cadre du Programme, tous les agrégateurs devaient être des**
5 **entreprises établies au Québec. Dans le cadre de l'Option, les agrégateurs ne**
6 **pourront pas participer. Voir les réponses aux questions 9.2, 9.3, 10.1 et 10.2 de**
7 **la demande de renseignements n° 1 d'OC à la pièce HQD-7, document 7.**

19.4. Le Distributeur considère-t-il que, avec le remplacement du programme GDP Affaires par l'Option, le créneau d'agrégation au Québec disparaîtra? Ou existe-t-il d'autres programmes qui continueront d'avoir besoin de ce type de service?

Réponse :

1 Comme mentionné à la pièce HQD-6, document 2 (B-0085)¹¹, le Distributeur est
2 d'avis que le créneau des agrégateurs pourrait être maintenu, mais à travers
3 une redéfinition de leur rôle, sur la base d'ententes entre les clients du
4 Distributeur et des entreprises spécialisées dans le contrôle des charges,
5 notamment. En outre, le Distributeur convient qu'il est possible que certains
6 clients qui participaient au Programme par l'entremise d'un agrégateur
7 pourraient ne pas pouvoir souscrire à l'Option. C'est d'ailleurs pour minimiser
8 ce type d'impact sur l'Option que le Distributeur a choisi d'abaisser le seuil
9 minimal d'admissibilité de 200 kW à 15 kW.

10 Par ailleurs, la notion d'agrégateur existe dans le cadre des différents
11 programmes en efficacité énergétique dédiés à la clientèle Affaires du
12 Distributeur.

19.5. Est-ce que le Distributeur est confiant que chacun des clients actuellement représenté dans le Programme par un agrégateur s'inscrira individuellement à l'Option? Sinon, veuillez préciser sa cible (en pourcentage).

Réponse :

13 Voir la réponse à la question 19.4.

20. Référence : (i) B-0085, HQD-6, doc. 2, page 24, Tableau 8
(ii) B-0097, Complément de preuve du 19 février 2021, HQD-6, doc. 6, page 10, Tableau 3
(iii) R-4110-2019, B-0009, HQD-2, doc. 3, p. 18, Tableau 3.2
(iv) R-4110-2019, État d'avancement 2020, HQD-4, doc. 6, p. 24, Tableau 3.2
(v) R-4110-2019, B-0114 (Complément de preuve du 25 février 2021), HQD-4, doc. 7, p. 5, Tableau 2.1

Citation 1 (réf. i) :

¹¹ Page 18.

TABLEAU 8 :
ANALYSE ÉCONOMIQUE

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2030- 2031	2035- 2036	2040- 2041
Impact de l'Option											
puissance (MW)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			17	17	18	104	106	108	117	130	143
M\$	175	372	3	3	4	25	28	33	35	39	43
¢/kWh			7,75	7,91	8,07	8,23	8,39	8,56	9,26	10,23	11,29
M\$	4	8	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(66)	(72)	(79)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(15)	(17)	(20)	(22)	(24)	(26)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(4,90)	(5,31)	(5,86)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Gain net (M\$)	44	122	(6)	(7)	(10)	10	11	13	14	15	17

Citation 2 (réf. ii) :

TABLEAU 3 :
ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT LES COÛTS ÉVITÉS MIS À JOUR
ET LES COÛTS D'EXPLOITATION ET DE COMMERCIALISATION

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Impact de l'Option											
puissance (MW)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			17	17	18	104	106	115	127	140	143
M\$	175	372	3	3	4	25	28	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(15)	(17)	(21)	(23)	(26)	(26)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Coûts d'exploitation											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	39	114	(7)	(8)	(10)	9	10	13	15	16	16

Citation 3 (réf. iii) :

 TABLEAU 3.2 :
 BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 745	3 817	3 915	3 997	4 051	4 086	4 088	4 115	4 143
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 445	43 234	44 013	44 464	44 812	45 106	45 225	45 152	45 402	45 666
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 450	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 315	1 779	2 217	2 491	2 838	2 983	3 004	2 751	2 781	2 815
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	315	779	1 217	1 411	1 658	1 683	1 584	1 331	1 361	1 395
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	25	375	682	682	682	636	479	173	173	173
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	80	180	300	420	420	420	420
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	400	650	850	850	950	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	350	600	1 500	1 800

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Citation 4 (réf. iv) :

TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 638	3 759	3 845	3 917	3 983	4 019	4 067	4 102	4 138
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 413	43 152	43 636	44 073	44 481	44 591	44 976	45 330	45 688
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	338	345	337	337	337	337	283	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 405	1 596	1 811	2 148	2 340	2 511	2 584	2 595	2 611
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	667	596	811	1 048	1 120	1 171	1 244	1 255	1 271
- GDP Affaires	407	150	170	220	240	260	300	300	300
- Interruption chaînes de blocs	168	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	79	106	141	176	185	186	188	189	190
- Hilo	14	124	275	428	486	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDUM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	700	700	800	1 000	850	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	100	1 550	2 000

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du cadre d'intégration éolienne.

Citation 5 (réf. v) :

**TABLEAU 2.1 :
 BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 407	43 166	43 643	44 083	44 509	44 627	45 005	45 359	45 717
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 367	1 677	1 851	2 205	2 503	2 720	2 753	2 764	2 780
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 380	1 413	1 424	1 440
- GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Préambule :

La Citation 1 présente l'analyse économique de l'Option selon le dossier original, déposé en janvier 2021.

La Citation 2 présente l'analyse économique de l'Option selon le Complément de preuve déposé le 19 février 2021. Ce document inclut une section mettant à jour les coûts évités de l'énergie, mais il n'y a pas de section équivalente sur les coûts évités de puissance. Cette analyse, tout comme celle de la Citation 1, applique le coût évité de long terme de puissance à partir de 2024-2025.

La Citation 3 présente le bilan de puissance du Plan d'approvisionnement 2020-2029, tel que déposé en novembre 2019.

La Citation 4 présente le bilan de puissance selon l'État d'avancement 2020 du même Plan.

La Citation 5 présente le bilan de puissance selon le complément de preuve déposé au dossier R-4110-2019 le 25 février 2021, tel que demandé par la Régie.

Demandes :

20.1. Veuillez confirmer que l'impact de l'Option selon la Citation 1 et la Citation 2 est cohérent avec le bilan de l'État d'avancement (Citation 4), avec 300 MW à partir de 2026-2027, mais pas avec celui du Plan d'approvisionnement original (Citation 3), avec 515 MW en 2025-2026, ni avec le dernier complément de preuve du dossier R-4110-2019 (Citation 5), avec 465 MW en 2023-2024 et 470 MW dès 2024-2025.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

20.2. Veuillez expliquer pourquoi les analyses économiques incluses dans le Complément de preuve déposé dans ce dossier en février 2021 (Citation 2), ne reflètent pas l'impact de GDP Affaires prévu au bilan de puissance déposé par le Distributeur le 25 février 2021 (Citation 5).

Réponse :

2 **Le Distributeur a réalisé ses analyses en fonction des plus récentes données**
3 **qui avaient été déposées à la Régie, et non de celles qui l'ont été ultérieurement.**
4 **Le présent dossier n'était pas le bon forum pour présenter de façon anticipée**
5 **une mise à jour du bilan de puissance.**

20.3. Veuillez corriger les Tableaux 2 et 3 de B-0097 en tenant compte de l'impact de l'Option prévu au bilan. Si le Distributeur est d'avis que l'analyse telle que présentée est correcte, veuillez expliquer pourquoi il indique un impact différent de celui du bilan de puissance (Citation 5).

Réponse :

6 **Les tableau R-20.3-A et B présentent l'information demandée.**
7 **Le Distributeur mentionne que compte tenu de la nouvelle contribution de**
8 **l'Option au bilan et de l'évolution de ses besoins, des besoins pour un nouveau**
9 **moyen de long terme en puissance apparaîtraient dès 2023-2024 en l'absence**
10 **de l'Option (voir le tableau R-8.2 en réponse à la question 8.2 de la demande de**
11 **renseignements n° 6 de la Régie à la pièce HQD-7, document 1.1).**

**TABLEAU R-20.3-A :
 ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT LES DONNÉES
 DU PLUS RÉCENT BILAN DE PUISSANCE**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Impact de l'Option											
puissance (MW)			325	395	465	470	470	470	470	470	470
énergie (GWh)			8	10	12	12	12	12	12	12	12
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			17	17	102	104	106	115	127	140	143
M\$	329	639	6	7	48	49	50	54	60	66	67
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	6	13	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(236)	(425)	(20)	(24)	(29)	(30)	(31)	(33)	(36)	(40)	(41)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(4)	(8)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	95	219	(14)	(17)	19	19	20	22	24	26	27

**TABLEAU R-20.3-B :
 ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT LES DONNÉES DU PLUS RÉCENT BILAN DE PUISSANCE
 ET LES COÛTS D'EXPLOITATION ET DE COMMERCIALISATION**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Impact de l'Option											
puissance (MW)			325	395	465	470	470	470	470	470	470
énergie (GWh)			8	10	12	12	12	12	12	12	12
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			17	17	102	104	106	115	127	140	143
M\$	329	639	6	7	48	49	50	54	60	66	67
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	6	13	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(236)	(425)	(20)	(24)	(29)	(30)	(31)	(33)	(36)	(40)	(41)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(4)	(8)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Coûts d'exploitation											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	90	211	(14)	(18)	18	19	19	21	23	26	26

Préambule :

Aux analyses économiques présentées au dossier (Citations 1 et 2), le coût évité de puissance de long terme est appliqué à partir de 2024-2025.

Le Plan d’approvisionnement original (Citation 3) prévoyait l’ajout d’approvisionnements de puissance du long terme à partir de 2025-2026. Toutefois, l’État d’avancement 2020 (Citation 4) prévoyait l’ajout d’approvisionnements de puissance du long terme seulement à partir de 2026-2027, et le Complément de preuve du dossier R-4110-2019 (Citation 5) le prévoit seulement à partir de 2027-2028.

20.4. Veuillez confirmer ou corriger la lecture des citations en préambule.

Réponse :

1 **La compréhension de l’intervenant des citations 1 à 4 est exacte. Toutefois,**
2 **comme le mentionne le Distributeur à la pièce mentionnée en référence (v), « À**
3 **partir de l’hiver 2026-2027, la contribution maximale des marchés de court**
4 **terme, soit 1 100 MW, est prévue être atteinte et de nouveaux**
5 **approvisionnements de long terme seront requis » (le Distributeur souligne).**

6 **Comme expliqué en réponse à la question 2.1 de la demande de**
7 **renseignements n° 2 de l’AHQ-ARQ, à la pièce HQD-7, document 3, le**
8 **Distributeur ne peut planifier à long terme une utilisation maximale du potentiel**
9 **d’achats de puissance sur les marchés de court terme, et ce, afin de conserver**
10 **une marge de manœuvre pour lui permettre d’équilibrer finement son bilan à**
11 **court terme. Par conséquent, bien que le plus récent bilan de puissance**
12 **(citation 5) ne montre aucun MW à la ligne « Approvisionnements de long**
13 **terme », de nouveaux approvisionnements de long terme seront requis dès**
14 **l’hiver 2026-2027.**

20.5. Veuillez ajuster l’analyse économique de l’Option afin de refléter le dernier bilan de puissance du dossier R-4110-2019 (Citation 5).

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 20.3.**

20.6. Si le Distributeur est d’avis que c’est le bilan de puissance de la Citation 5 qui est erroné, veuillez expliquer comment cela est arrivé et corriger l’erreur.

Réponse :

1 **Sans objet.**

20.7. Si le Distributeur juge que ni l'analyse économique de l'Option (citation 1 et 2) ni le Bilan de puissance du complément de preuve déposé au dossier R-4110-2019 (Citation 5) ne comporte d'erreur, veuillez justifier l'application du coût évité de puissance de long terme à partir de 2024-2025 dans son analyse économique.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 8.1 de la demande de renseignements n° 6 de la**
3 **Régie à la pièce HQD-7, document 1.1.**

**ANNEXE A :
TABLEAU DE LA RÉPONSE À LA QUESTION 8.1**

#	Secteur	Effacement - kW	Coût unitaire	Impl \$/kW	Récur \$/kW	Chaudière combustible	Contrôle système CVCA	Gestion chaîne production	Groupe électrogène
1*	Commercial, < 200, Tarif M #1	119	\$ 34.97	\$ 147.06	\$ 2.47	X	X	-	X
2*	Commercial, < 200, Tarif M #2	137	\$ 79.71	\$ 145.99	\$ 47.45	-	-	-	X
3	Industriel, <200 kW, Tarif M & G #1	154	\$ -	\$ -	\$ -	-	-	X	-
4	Institutionnel, < 200, Tarif M #1	173	\$ 11.17	\$ 46.24	\$ 0.95	X	-	-	-
5	Industriel, <200 kW, Tarif M #1	195	\$ 19.23	\$ 41.03	\$ 10.16	X	-	-	-
6	Commercial, < 400, Tarif M #3	214	\$ 10.51	\$ -	\$ 10.51	-	-	-	X
7	Industriel, <400 kW, Tarif M & G #1	228	\$ 8.17	\$ -	\$ 8.17	-	-	X	X
8	Commercial, < 400, Tarif M #4	259	\$ 28.69	\$ 57.92	\$ 15.89	-	-	-	X
9	Institutionnel, <400 kW, Tarif M & G #1	289	\$ 10.76	\$ -	\$ 10.76	-	X	X	X
10*	Commercial, < 400, Tarif M #1	289	\$ 17.00	\$ 8.65	\$ 15.09	-	-	-	X
11*	Institutionnel, <400 kW, Tarif M #1	290	\$ 8.17	\$ -	\$ 8.17	-	-	-	X
12*	Commercial, < 400, Tarif M #5	304	\$ 106.53	\$ 328.95	\$ 33.84	X	X	-	-
13	Industriel, <400 kW, Tarif M #1	309	\$ -	\$ -	\$ -	-	-	X	-
14	Commercial, < 400, Tarif M #6	311	\$ 9.65	\$ -	\$ 9.65	-	-	-	X
15	Industriel, <400 kW, Tarif M #1	348	\$ 22.31	\$ 57.47	\$ 9.61	-	-	-	X
16	Commercial, < 400, Tarif M #2	394	\$ 3.01	\$ -	\$ 3.01	-	-	-	X
17*	Commercial, < 400, Tarif M & G #1	438	\$ 12.35	\$ 3.42	\$ 11.59	-	-	-	X
18	Industriel, <600 kW, Tarif M #1	440	\$ -	\$ -	\$ -	-	X	-	-
19*	Institutionnel, < 600, Tarif M & G #1	450	\$ 3.95	\$ 6.67	\$ 2.47	X	-	-	-
20	Commercial, < 600, Tarif M #1	472	\$ 10.95	\$ -	\$ 10.95	-	X	-	-
21*	Commercial, < 400, Tarif M #7	561	\$ 7.88	\$ 35.65	\$ -	-	X	-	-
22	Institutionnel, <800 kW, Tarif M #1	648	\$ 9.22	\$ 12.35	\$ 6.50	X	X	-	X
23	Industriel, <800 kW, Tarif M #1	667	\$ 0.99	\$ 4.50	\$ -	-	-	X	-
24	Commercial, < 800, Tarif M #1	680	\$ 9.14	\$ 4.41	\$ 8.17	-	X	-	X
25	Institutionnel, <1000 kW, Tarif M #1	926	\$ 8.75	\$ 16.20	\$ 5.17	X	X	-	-
26	Institutionnel, <1200 kW, Tarif M & G #1	1021	\$ 8.03	\$ -	\$ 8.03	X	X	-	-
27	Institutionnel, < 1400, Tarif M #1	1204	\$ 10.76	\$ 16.61	\$ 7.09	X	X	-	X
28*	Commercial, < 600, Tarif M & G #1	1309	\$ -	\$ -	\$ -	-	X	X	-
29	Commercial, < 1600, Tarif M #1	1470	\$ 2.47	\$ -	\$ 2.47	X	-	-	-
30	Institutionnel, < 1600, Tarif M #1	1572	\$ 5.95	\$ 10.73	\$ 3.58	X	X	-	X
31	Commercial	2012	\$ 14.12	\$ 33.55	\$ 6.71	-	X	-	-
32	Institutionnel, 2588, Tarif M	2588	\$ 2.85	\$ -	\$ 2.85	X	X	-	-
33	Commercial, 3378, Tarif LG	3378	\$ 1.08	\$ 0.62	\$ 0.95	-	X	-	X
34	Institutionnel, 4057, Tarif LG	4057	\$ 9.80	\$ 7.39	\$ 8.17	X	X	-	X
35	Commercial, 4200, Tarif LG	4916	\$ 8.14	\$ -	\$ 8.14	-	-	-	X
36	Institutionnel	4920	\$ 12.01	\$ 20.33	\$ 7.52	X	X	-	-
37*	Institutionnel, 5279, Tarif LG	5279	\$ 13.66	\$ 18.94	\$ 9.47	X	X	X	X