

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DU GRAME**

**Demande de renseignements no 2 du GRAME à Hydro-Québec Distribution
HQD - Demande relative au programme GDP Affaires
(R-4041-2018 – Phase 2)**

I. PROPOSITION TARIFAIRE : ÉTABLISSEMENT DE L'APPUI FINANCIER

Références

i. R-4041-2018, [D-2019-164](#), [A-0047](#), par. 267 et 268

5.3 OPTIMISATION DE L'APPUI FINANCIER

[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.

[268] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire le montant moyen de l'appui financier au Programme, actuellement fixé à 70 \$/kW, d'un montant équivalent à la compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants, actuellement estimé à environ 10,50 \$/kW. Le Distributeur pourra proposer un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants au Programme. (Nos soulignés)

ii. R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, page 19

5.1.1 Coût d'implantation

Les coûts d'implantation ont été analysés sur la base du coût unitaire pour l'effacement effectif réalisé en 2019-2020. Le coût moyen d'implantation pour l'ensemble de l'échantillon est de 19,331 \$/kW. Il existe toutefois une répartition importante des coûts avec un écart type de 35.53 \$/kW et la médiane se retrouvant à 4.45 \$/kW. Au total, 15 des 37 clients n'ont reporté aucun coût d'implantation puisque l'équipement et les contrôles requis pour participer au programme étaient déjà en place. La figure 1 illustre la répartition des coûts d'implantation des mesures. (Nos soulignés)

iii. R-4041-2018, [B-0085](#), note de bas de page no 23, page 11

Un coût hypothétique d'installation a été utilisé. Il s'appuie sur le montant de 10,50 \$/kW évoqué dans la décision D-2019-164. (Notre souligné)

iv. R-4041-2018, [B-0085](#), p. 10-11

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 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'effacement²³, que la Régie a suggéré de compenser par voie d'un éventuel programme d'efficacité énergétique. À cet égard, le Distributeur note que bien que l'Option présente une rémunération moins élevée que le Programme, elle offre néanmoins l'avantage d'une certaine pérennité par rapport au Programme qui devait être approuvé annuellement. Dans ces circonstances, le Distributeur préfère attendre de constater les effets de cette pérennisation avant de juger s'il y a lieu de pallier l'écart de rémunération au moyen d'un programme d'efficacité énergétique. (Notre surligné)

v. R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, page 18

Ces deux coûts peuvent également être combiné pour obtenir un coût unitaire total actualisé pour les mesures en tenant compte d'une durée de vie pour les mesures et d'un taux d'actualisation associé aux coûts récurrents. Ce coût total est basé sur l'annuité correspondant au coût d'implantation et d'exploitation actualisé sur la durée de vie divisé par l'effacement obtenu. Ceci permet de traduire le coût des mesures un en coût unitaire par kW pour une durée prévisible de la participation au programme. Aux fins de l'analyse une durée de vie de 5 ans et un taux d'actualisation de 3.4% ont été retenus. Ce coût unitaire actualisé total peut au besoin être comparé au coût évité en puissance du distributeur, comme il est généralement effectué dans une analyse de potentiel de gestion de la demande en puissance. (Notre souligné)

vi. R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, Tableau 9, page 12

Tableau 9 : Différents coûts unitaires moyens par tranche d'effacement (\$/kW)

Tranche d'effacement	Coût unitaire total actualisé (\$/kW)	Coût d'implantation (\$/kW)	Coût d'exploitation (\$/kW)
0 à 200	\$ 29.01	\$ 76.06	\$ 12.21
plus de 200 à 500	\$ 10.39	\$ 9.58	\$ 8.28
plus de 500 à 1000	\$ 7.20	\$ 14.62	\$ 3.97
plus de 1000 à 2000	\$ 5.44	\$ 5.47	\$ 4.23
plus de 2000	\$ 8.81	\$ 11.55	\$ 6.26

vii. R-4041-2018, Phase 2, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, Tableau 1 et Tableau 2, page 3

Tableau 1 : Répartition des clients par marché

Secteur	#	% du marché
Industriel	76	21.3%
Institutionnel	115	32.3%
Commercial	164	46.1%
Non classé	1	0.3%
Total	356	100%

Tableau 2 : Effacement total 2019-2020 par marché

Secteur	Effacement total (kW)	% du marché
Industriel	37 148	12.5%
Institutionnel	152 880	51.4%
Commercial	105 609	35.5%
Non classé	1 726	0.6%
Total	356	100%

viii. R-4041-2018, Phase 2, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, Tableau 3, page 4

Tableau 3 : Répartition des clients par marché et niveau d'effacement

Effacement en kW		Marché		
De	À	Industriel	Institutionnel	Commercial
>0	<=200	20	10	20
>=201	<=400	25	22	74
>=401	<=600	8	17	25
>=601	<=800	9	6	12
>=801	<=1000	5	10	7
>=1001	<=1200	4	9	2
>=1201	<=1400	5	9	5
>=1401	<=1600	0	6	5
>=1601	<=1800	0	3	3
>1800	>1800	0	2	1
	Total	76	115	165

ix. R-4041-2018, Phase 2, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, Tableau 7, Page 9

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

x. R-4041-2018, Phase 2, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, Tableau 9, page 12

Tableau 9 : Différents coûts unitaires moyens par tranche d'effacement (\$/kW)

Tranche d'effacement	Coût unitaire total actualisé (\$/kW)	Coût d'implantation (\$/kW)	Coût d'exploitation (\$/kW)
0 à 200	\$ 29.01	\$ 76.06	\$ 12.21
plus de 200 à 500	\$ 10.39	\$ 9.58	\$ 8.28
plus de 500 à 1000	\$ 7.20	\$ 14.62	\$ 3.97
plus de 1000 à 2000	\$ 5.44	\$ 5.47	\$ 4.23
plus de 2000	\$ 8.81	\$ 11.55	\$ 6.26

xi. R-4041-2018, Phase 2, B-0080, Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, Tableau 18, page 14

Tableau 18 : Coût unitaire d'implantation par segment de marché (\$/kW)

Segment	Coût d'exploitation			
	Moyen	Médiane	Minimum	Maximum
Commerces de détail et services	\$ 17.95	\$ 11.43	\$ -	\$ 57.92
Édifices à bureau	\$ 31.68	\$ 7.04	\$ -	\$ 147.06
Centres de données	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Établissement d'enseignement	\$ 13.30	\$ 8.75	\$ -	\$ 46.24
Secteur de la santé	\$ 17.20	\$ 12.01	\$ 12.35	\$ 20.33
Secteur industriel	\$ 8.85	\$ 0.99	\$ -	\$ 57.47
Autres	\$ 31.17	\$ 9.47	\$ -	\$ 145.99

xii. R-4041-2018, D-2019-164, par. 266

[266] La Régie constate que le Distributeur justifie notamment l'appui financier de 70 \$/kW par le fait que les participants au Programme doivent rentabiliser les investissements requis pour permettre l'effacement demandé par ce dernier. Or, le Distributeur ne possède pas de détails quant au niveau des investissements requis. Il utilise comme approximation le montant d'appui financier minimal de 10,50 \$/kW. (Notre souligné)

xiii. R-4041-2018, Phase 2, B-0080, Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, Tableau 20, page 16

Tableau 20 : Fréquence d'utilisation des catégories de mesures dans l'échantillon

Catégorie	# clients	% des clients utilisant la catégorie
Chaudière combustible	15	41%
Contrôle systèmes de CVCA	18	51%
Gestion chaîne production	7	19%
Groupe électrogène	20	54%

xiv. R-4041-2018, Phase 2, B-0080, Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, Tableau 21, page 16

Tableau 21 : Répartition des clients selon le nombre de catégorie utilisée pour leur réduction de puissance

# de catégories utilisées	# clients	% des clients
1	21	57%
2	9	24%
3	6	16%
4	1	3%

Demandes

1.1. (Réf. i., ii., iii., iv. et xii.) Le coût moyen d'implantation de l'échantillon est de 19.33 \$/kW, alors que le Distributeur propose de conserver son estimation de 10,50 \$/kW en faisant

référence à la décision D-2019-164 (par. 268). Compte tenu que l'estimation initiale a été proposée sans donnée plus précise, pourquoi le Distributeur n'utilise pas la moyenne des résultats de l'échantillon du rapport de Technosim inc. ?

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**
2 **FCEI à la pièce HQD-7, document 5. L'utilisation d'un coût moyen**
3 **d'implantation de 19,33 \$/kW comme le suggère l'intervenant aurait impliqué un**
4 **crédit moyen d'environ 50 \$/kW, qui est, de l'avis du Distributeur, trop éloigné**
5 **du signal de prix éprouvé de 70 \$/kW qui a permis, depuis l'entrée en vigueur**
6 **du Programme, les réductions de puissance significatives inscrites au bilan de**
7 **puissance. Voir également la réponse à la question 3.1.**

1.2. (Réf. ii., v. et x.) Selon le rapport de Technosim inc., les coûts d'implantation ont été analysés sur la base du coût unitaire pour l'effacement effectif réalisé en 2019-2020. Concernant la durée de vie des coûts unitaires totaux, une durée de vie de 5 ans a été retenue. Veuillez confirmer si les coûts d'implantation ont également été calculés sur une base de 5 ans à la section 5.1 et notamment au Tableau 7 (réf. x.). Si non, veuillez fournir les données sur une base de durée de vie de 5 ans.

Réponse de Technosim :

8 **Technosim le confirme.**

1.3. (Réf. vii.) Veuillez déposer un tableau exprimant le % d'effacement total 2019-2020 selon le niveau d'effacement des tranches utilisées au Tableau 3.

Réponse de Technosim :

9 **Voir l'information déjà fournie en réponse à la question 1.2 de la demande de**
10 **renseignements n° 5 de la Régie à la pièce HQD-7, document 1 (B-0098).**

1.4. (Réf. xiv.) Veuillez préciser les titres des catégories du tableau 21, donc les faire correspondre aux catégories du tableau 20.

Réponse de Technosim :

11 **La première colonne du tableau 21 ne fait pas référence à une ou plusieurs**
12 **mesures spécifiques mais à la combinaison de toutes ces mesures. Par**
13 **exemple, le cas « 2 » de la première colonne provient de la combinaison de 2**
14 **des 4 familles de mesures et non pas 2 spécifiques. Il n'est donc pas possible**
15 **de modifier cette colonne du tableau.**

1.5. (Réf. xi.) Veuillez confirmer si le titre du tableau 18 devrait plutôt être Coût d'implantation, au lieu de Coût d'exploitation.

Réponse de Technosim :

1 **Technosim le confirme.**

1.6 (Réf. xiii.) Le Tableau 20 présente la fréquence d'utilisation des catégories de mesures dans l'échantillon du sondage dans le rapport de Technosim inc., veuillez déposer un tableau exprimant le % d'effacement par catégorie de mesures, soit un rapport de proportion sur l'effacement total des clients participant au sondage.

Réponse de Technosim :

2 **Il n'est pas possible d'isoler l'effacement par mesure, car dans plusieurs cas,**
3 **un client utilise plus d'une mesure et la part de l'effacement provenant d'une**
4 **mesure en particulier ne peut être évaluée.**

1.7 (Réf. xiii.) Concernant les catégories de mesures dans l'échantillon du sondage, veuillez déposer un tableau exprimant le niveau d'effacement en kW selon les niveaux d'effacement suivants :

Effacement en kW		Catégories de mesures			
De	À	Chaudière combustible	Système CVCA	Gestion chaîne production	Groupe électrogène
0	50				
51	100				
101	150				
151	200				
201	300				
301	400				
401	600				
601	800				
801	1000				
1001	1200				
1201	1400				
1401	1600				
1601	1800				
1801	Et plus				
Total					

Réponse de Technosim :

5 **Pour la même raison que celle invoquée dans la réponse à la question 1.6, une**
6 **telle répartition n'est pas possible.**

II. PROPOSITION TARIFAIRE : RÉVISION DU SEUIL D'ADMISSIBILITÉ

Références

i. R-4041-2018, [B-0085](#), Section 3.4.2, page 19

3.4.2 Révision du seuil d'admissibilité

En l'absence de tiers pouvant agréger la contribution des clients de plus petite taille, telles les écoles ou les banques, et afin de toujours permettre à ces clients d'être admissibles à l'Option, le Distributeur propose d'une part, d'abaisser le seuil minimal de réduction de puissance, actuellement fixé à 200 kW par projet, et d'autre part, de le baser sur la réduction de puissance par abonnement plutôt que par projet.

(...)

Le Distributeur demande à la Régie de fixer un seuil minimal de réduction de puissance de 15 kW par abonnement.

ii. R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, Tableau 9, p.12

Tableau 9 : Différents coûts unitaires moyens par tranche d'effacement (\$/kW)

Tranche d'effacement	Coût unitaire total actualisé (\$/kW)	Coût d'implantation (\$/kW)	Coût d'exploitation (\$/kW)
0 à 200	\$ 29.01	\$ 76.06	\$ 12.21
plus de 200 à 500	\$ 10.39	\$ 9.58	\$ 8.28
plus de 500 à 1000	\$ 7.20	\$ 14.62	\$ 3.97
plus de 1000 à 2000	\$ 5.44	\$ 5.47	\$ 4.23
plus de 2000	\$ 8.81	\$ 11.55	\$ 6.26

iii. R-4041-2018, [B-0085](#), Tableau 2, page 13

TABLEAU 2 :
DÉFINITION DES STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE ET
DE L'APPUI FINANCIER DÉGRESSIF

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre d'abonnements		Effacement (kW)		Écart type Effacement(kW)
	Nombre	%	Nombre	%	
De 15 à 199	1 050	73%	63 948	22%	43
De 200 à 599	280	20%	95 178	32%	99
De 600 à 1 199	70	5%	58 915	20%	164
De 1 200 à 1 799	17	1%	24 607	8%	86
De 1 799 et plus	14	1%	52 411	18%	1 592
Total	1 431	100%	295 059	100%	-

iv. R-4041-2018, Phase 2, [B-0098](#), Réponses à la demande de renseignement no 5 de la Régie, DDR no 1.2, page 5

Le tableau suivant présente l'information demandée.

Effacement en kW		Effacement total (kW)		
De	À	Industriel	Institutionnel	Commercial
>0	<=200	2 793	1 334	2 612
>=201	<=400	7 220	6 165	21 693
>=401	<=600	3 949	8 260	12 083
>=601	<=800	6 107	4 210	8 684
>=801	<=1000	4 278	9 023	6 168
>=1001	<=1200	3 244	9 663	2 091
>=1201	<=1400	6 491	11 686	5 171
>=1401	<=1600	0	9 122	7 423
>=1601	<=1800	0	5 083	5 150
>=1801	<=2000	0	0	3 708
>=2001	<=3000	0	19 655	17 121
>=3001	<=4000	3 066	20 305	10 515
>4001	-	0	48 374	4 916
Total		37 148	152 880	107 335

Demandes

2.1. (Réf. i. et iii.) Considérant la demande du Distributeur d'abaisser le seuil d'admissibilité de 200 kW à 15 kW, veuillez déposer un tableau exprimant le % d'effacement total de l'hiver 2019-2020 selon le niveau d'effacement et les tranches suivantes :

Répartition du niveau d'effacement total de 2019-2020	
Tranche d'effacement	
De 15 à 50	
Plus de 50 à 100	
Plus de 100 à 150	
Plus de 150 à 200	

Réponse :

1

Le tableau R-2.1 présente l'information demandée.

TABLEAU R-2.1 :
RÉPARTITION DE L'EFFACEMENT TOTAL PAR STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE –
HIVER 2019-2020

Strates de réduction de puissance (kW)	Effacement %
De 15 à 49	6%
De 50 à 99	7%
De 100 à 149	5%
De 150 à 199	4%
Total	22%

2.1.1. (Réf. i. et iii.) Si le Distributeur n'est pas en mesure de chiffrer le niveau d'effacement selon les tranches proposées, veuillez proposer une répartition, ou encore expliquer pourquoi le Distributeur a choisi un abaissement à 15 kW, alors qu'il ne possède pas les données pour le justifier.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.2. (Réf. i. et ii.) Considérant la demande du Distributeur d'abaisser le seuil d'admissibilité de 200 kW à 15 kW, veuillez déposer un tableau indiquant le coût moyen d'implantation selon le niveau d'effacement selon les tranches suivantes :

Coût unitaire d'implantation par tranche d'effacement				
Tranche d'effacement	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 25				
Plus de 25 à 50				
Plus de 50 à 100				
Plus de 100 à 150				
Plus de 150 à 200				

Réponse de Technosim :

2 **Le tableau suivant fourni l'information demandée. Plusieurs de ces tranches**
 3 **n'ont aucun répondant et sont indiquées « s.o. ». Étant donné la taille de**
 4 **l'échantillon, une segmentation très détaillée n'est souvent pas applicable, ni**
 5 **recommandable.**

Tranche d'effacement	Coût d'implantation			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 25	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
plus de 25 à 50	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
plus de 50 à 100	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
plus de 100 à 150	\$ 146.52	\$ 146.52	\$ 4.41	\$ 147.06
plus de 150 à 200	\$ 29.09	\$ 41.03	\$ 16.20	\$ 46.24

2.3. (Réf. iii. et iv.) En réponse à la demande de renseignements no 5 de la Régie, Technosim inc. présente un tableau qui relate que 6 739 kW d'effacement pour la strate de 0 à 200 kW sur un total de 297 363 kW, représentant un pourcentage de l'ordre de 2 % de contribution. Cependant, le Tableau 2 (réf. iii.) présume un effacement de 63 948 kW pour cette même strate (de 15 à 199 kW), représentant 22 % de contribution à l'effacement total. Veuillez concilier les deux informations présentées.

Réponse de Technosim :

1 La base de données comprend des clients, dont plusieurs ont plusieurs petits
2 bâtiments comme les commissions scolaires. Dans le tableau 2 d'Hydro-
3 Québec, l'effacement compris dans la strate 0 et 200 kW correspond à
4 l'effacement des bâtiments et non des clients.

Réponse complémentaire du Distributeur :

5 Voir également la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignement
6 n° 6 de la Régie.

III. PROPOSITION TARIFAIRE : APPUI DÉGRESSIF

Références

i. R-4041-2018, [D-2019-164](#), par. 228 et 229

[228] Par ailleurs, la Régie observe que la neutralité tarifaire du Programme pourrait être atteinte sur un horizon plus long d'analyse que celui du plan d'approvisionnement, soit 2026. Cependant, la preuve au dossier ne permet pas de confirmer cette affirmation.

[229] La Régie estime également qu'une optimisation de la valeur de l'appui financier du Programme, telle que traitée ci-après, pourrait assurer la neutralité tarifaire, voire exercer une pression à la baisse sur les tarifs. (Notre souligné)

ii. R-4041-2018, [D-2019-164](#), par. 234

[234] Elle estime qu'une telle approche 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.

iii. R-4041-2018, [B-0085](#), p. 10-11

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 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'effacement²³, que la Régie a suggéré de compenser par voie d'un éventuel programme d'efficacité énergétique. (Notre surligné)

iv. R-4041-2018, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, page 19

5.1.1 Coût d'implantation

Les coûts d'implantation ont été analysés sur la base du coût unitaire pour l'effacement effectif réalisé en 2019-2020. Le coût moyen d'implantation pour l'ensemble de l'échantillon est de 19.33 \$/kW. Il existe toutefois une répartition importante des coûts avec un écart type de 35.53 \$/kW et la médiane se retrouvant à 4.45 \$/kW. Au total, 15 des 37 clients n'ont reporté aucun coût d'implantation puisque l'équipement et les contrôles requis pour participer au programme étaient déjà en place. La figure 1 illustre la répartition des coûts d'implantation des mesures. (Nos soulignés)

v. R-4041-2018, [D-2019-164](#), [A-0047](#), par. 267 et 268

5.3 OPTIMISATION DE L'APPUI FINANCIER

[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.

[268] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire le montant moyen de l'appui financier au Programme, actuellement fixé à 70 \$/kW, d'un montant équivalent à la compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants, actuellement estimé à environ 10,50 \$/kW. Le Distributeur pourra proposer un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants au Programme. (Nos soulignés)

vi. R-4041-2018, [B-0085](#), page 14

**TABLEAU 3 :
 APPUI FINANCIER DÉGRESSIF EN FONCTION
 DES STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE**

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des compteurs (kW)					Total
		15 - 200	200 - 600	600 - 1 200	1 200 - 1 800	plus de 1 800	
15 - 200	65 \$	2,5 M\$	5,3 M\$	0,9 M\$	0,2 M\$	0,2 M\$	9,1 M\$
200 - 600	60 \$	-	2,4 M\$	1,7 M\$	0,4 M\$	0,3 M\$	4,8 M\$
600 - 1 200	55 \$	-	-	0,9 M\$	0,6 M\$	0,5 M\$	2,0 M\$
1 200 - 1 800	50 \$	-	-	-	0,2 M\$	0,4 M\$	0,6 M\$
plus de 1 800	45 \$	-	-	-	-	1,2 M\$	1,2 M\$
Appui financier total	60 \$	2,5 M\$	7,6 M\$	3,5 M\$	1,4 M\$	2,6 M\$	17,7 M\$
Ecart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme		8%	6%	0%	-5%	-16%	0%

Demandes

3.1. (Réf. v. et iv.) Dans le but de tenir compte de la demande de la Régie ([D-2019-164](#), par. 268) d'exclure du montant de l'aide financière le coût moyen d'implantation, veuillez déposer un scénario utilisant les mêmes strates d'effacement proposées au Tableau 3 en utilisant un coût moyen de 50 \$/kW (70 \$/kW- 19.33 \$/kW : coût moyen d'implantation constaté au rapport de Technosim inc.), de même que l'analyse économique qui s'y rattache.

Réponse :

- 1 **Tout d'abord, le Distributeur tient à faire remarquer, tel qu'énoncé à la**
- 2 **référence iv, qu'il existe une très grande dispersion dans la distribution des**
- 3 **données de l'échantillon, qui se traduit d'ailleurs par un écart-type de**

1 35,53 \$/kW et une médiane de 4,45 \$/kW. Dans de telles circonstances, la valeur
2 moyenne est peu représentative de la distribution de l'échantillon. Ainsi,
3 l'application d'un coût moyen ou d'un prix exclusivement calculé à partir d'une
4 telle valeur ne se justifie pas.

5 Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il existe un nombre infini de
6 combinaisons de prix par strates de réduction de puissance qui permettraient
7 d'obtenir l'appui financier moyen de 50 \$/kW demandé.

8 À titre illustratif, le Distributeur présente au tableau R-3.1-A, un scénario
9 d'appui financier dégressif basé sur un appui financier moyen de 50 \$/kW.

TABLEAU R-3.1-A :
APPUI FINANCIER DÉGRESSIF BASÉ SUR
UN APPUI FINANCIER MOYEN DE 50 \$/kW

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des abonnements (kW)					Total
		15 - 200	200 - 600	600 - 1 200	1 200 - 1 800	plus de 1 800	
15 - 200	55,0 \$	2,1 M\$	4,5 M\$	0,8 M\$	0,2 M\$	0,2 M\$	7,7 M\$
200 - 600	50,0 \$	-	2,0 M\$	1,4 M\$	0,3 M\$	0,3 M\$	4,0 M\$
600 - 1 200	45,0 \$	-	-	0,8 M\$	0,5 M\$	0,4 M\$	1,6 M\$
1 200 - 1 800	40,0 \$	-	-	-	0,2 M\$	0,3 M\$	0,5 M\$
plus de 1 800	35,0 \$	-	-	-	-	1,0 M\$	1,0 M\$
Appui financier total	50,0 \$	2,1 M\$	6,4 M\$	2,9 M\$	1,2 M\$	2,1 M\$	14,7 M\$
Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme		10%	7%	0%	-6%	-20%	0%

10 Le tableau R-3.1-B présente l'analyse économique associée à ce scénario.

TABLEAU R-3.1-B :
ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT UN APPUI FINANCIER MOYEN DE 50 \$/kW

	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			(50)	(51)	(52)	(53)	(54)	(59)	(65)	(71)	(73)
M\$	(111)	(211)	(8)	(9)	(11)	(13)	(14)	(18)	(19)	(21)	(22)
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\$)	61	157	(5)	(6)	(8)	12	13	17	18	20	21

3.2. (Réf. iii. et v.) Dans le but de tenir compte de la demande de la Régie (D-2019-164, par. 229), soit d'optimiser la valeur de l'appui financier afin d'exercer une pression à la baisse sur les tarifs, veuillez déposer un scénario utilisant les mêmes strates d'effacement proposées au Tableau 3 et dont le maximum de l'appui financier est de 60 \$/kW (70 \$/kW- 10,50 \$/kW coût estimé d'implantation), de même que l'analyse économique qui s'y rattache.

Réponse :

- 1 À titre illustratif, le Distributeur présente au tableau R-3.2-A, un scénario
2 d'appui financier dégressif dont l'appui financier maximal est de 60 \$/kW.

TABLEAU R-3.2-A :
APPUI FINANCIER DÉGRESSIF DONT
L'APPUI FINANCIER MAXIMAL EST DE 60 \$/kW

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des abonnements (kW)					Total
		15 - 200	200 - 600	600 - 1 200	1 200 - 1 800	plus de 1 800	
15 - 200	60,0 \$	2,3 M\$	4,9 M\$	0,8 M\$	0,2 M\$	0,2 M\$	8,4 M\$
200 - 600	55,0 \$	-	2,2 M\$	1,5 M\$	0,4 M\$	0,3 M\$	4,4 M\$
600 - 1 200	40,0 \$	-	-	0,7 M\$	0,4 M\$	0,3 M\$	1,4 M\$
1 200 - 1 800	45,0 \$	-	-	-	0,2 M\$	0,4 M\$	0,6 M\$
plus de 1 800	40,0 \$	-	-	-	-	1,1 M\$	1,1 M\$
Appui financier total	53,7 \$	2,3 M\$	7,0 M\$	3,1 M\$	1,2 M\$	2,3 M\$	15,9 M\$
Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme		12%	9%	-4%	-11%	-19%	0%

- 3 Le tableau R-3.2-B présente l'analyse économique associée à ce scénario.

TABLEAU R-3.2-B :
ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT UN APPUI FINANCIER MOYEN DE 53,7 \$/kW

	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			(54)	(55)	(56)	(57)	(58)	(63)	(69)	(77)	(78)
M\$	(119)	(227)	(8)	(9)	(12)	(14)	(15)	(19)	(21)	(23)	(23)
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\$)	53	141	(6)	(7)	(9)	11	12	15	17	19	19

3.3. (Réf. i., ii. et iv.) Dans le but de tenir compte de la demande de la Régie (D-2019-164, par. 229 et 268), soit d'optimiser la valeur de l'appui financier afin d'exercer une pression à la baisse sur les tarifs et d'exclure du montant de l'aide financière le coût moyen d'implantation, veuillez déposer un scénario utilisant les mêmes strates d'effacement proposées au Tableau 3, dont le maximum de l'appui financier est de 50 \$/kW (70 \$/kW- 19.33 \$/kW : coût moyen d'implantation constaté au rapport de Technosim inc.), de même que l'analyse économique qui s'y rattache.

Réponse :

- 1 À titre illustratif, le Distributeur présente au tableau R-3.3-A, un scénario
2 d'appui financier dégressif dont l'appui financier maximal est de 50 \$/kW.

TABLEAU R-3.3-A :
APPUI FINANCIER DÉGRESSIF DONT
L'APPUI FINANCIER MAXIMAL DE 50 \$/kW

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des abonnements (kW)					Total
		15 - 200	200 - 600	600 - 1 200	1 200 - 1 800	plus de 1 800	
15 - 200	50,0 \$	1,9 M\$	4,0 M\$	0,7 M\$	0,2 M\$	0,1 M\$	7,0 M\$
200 - 600	45,0 \$	-	1,8 M\$	1,3 M\$	0,3 M\$	0,3 M\$	3,6 M\$
600 - 1 200	40,0 \$	-	-	0,7 M\$	0,4 M\$	0,3 M\$	1,4 M\$
1 200 - 1 800	35,0 \$	-	-	-	0,1 M\$	0,3 M\$	0,4 M\$
plus de 1 800	30,0 \$	-	-	-	-	0,8 M\$	0,8 M\$
Appui financier total	45,0 \$	1,9 M\$	5,8 M\$	2,6 M\$	1,0 M\$	1,8 M\$	13,3 M\$
Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme		11%	8%	0%	-7%	-22%	0%

- 3 Le tableau R-3.3-B présente l'analyse économique associée à ce scénario.

TABLEAU R-3.3-B :
ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT UN APPUI FINANCIER MOYEN DE 45 \$/kW

	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			(45)	(46)	(47)	(48)	(49)	(53)	(58)	(64)	(66)
M\$	(100)	(190)	(7)	(8)	(10)	(11)	(13)	(16)	(17)	(19)	(20)
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\$)	72	178	(5)	(5)	(7)	13	14	18	20	23	23

IV. SONDAGE : NIVEAU D'APPUI FINANCIER MINIMAL

Références

i. R-4041-2018, Phase 2, [B-0094](#), page 4

5.1.1 Clients non-participants

Les différentes quantifications fournies par les clients non-participants ont été traduites en appui financier minimal en \$/kW tel que présenté au tableau 1. Les résultats quantifiés démontrent que l'appui moyen qui serait exigé est de 97 \$/kW mais avec une variation importante de ce seuil minimal. L'appui minimum qui a été identifié est de 20 \$/kW. Dans ce cas, il s'agit d'un client de grande puissance du secteur de la santé mais non éligible au tarif LG. L'audit du programme GDP Affaires a démontré que les coûts d'implantation de la GDP dans ce secteur sont moins importants, ce qui pourrait expliquer le plus faible seuil fourni par ce client.

ii. R-4041-2018, Phase 2, [B-0080](#), Annexe A, rapport de Technosim inc., Audit du programme gestion de la demande de puissance (GDP) de la clientèle affaires, page 14

Tableau 18 : Coût unitaire d'implantation par segment de marché (\$/kW)

Segment	Coût d'exploitation			
	Moyen	Médiane	Minimum	Maximum
Commerces de détail et services	\$ 17.95	\$ 11.43	\$ -	\$ 57.92
Édifices à bureau	\$ 31.68	\$ 7.04	\$ -	\$ 147.06
Centres de données	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Établissement d'enseignement	\$ 13.30	\$ 8.75	\$ -	\$ 46.24
Secteur de la santé	\$ 17.20	\$ 12.01	\$ 12.35	\$ 20.33
Secteur industriel	\$ 8.85	\$ 0.99	\$ -	\$ 57.47
Autres	\$ 31.17	\$ 9.47	\$ -	\$ 145.99

iii. R-4041-2018, Phase 2, [B-0094](#), page 4

Tableau 1 : Seuil minimal identifié par les clients non-participants

Gamme d'appui en \$/kW	% des client
De 20 à 60	27.8%
De 60 à 100	33.3%
De 100 à 140	16.7%
Plus de 140	22.2%
Moyenne	\$ 97
Médiane	\$ 85
Écart type	\$ 63
Minimum	\$ 20
Maximum	\$ 261

Globalement, le seuil minimal identifié est supérieur à celui de l'ancien programme GDP Affaires et du tarif provisoire de GDP Affaires, soit 70 \$/kW. Au total 18 des 29 répondants ont pu quantifier un seuil minimal alors que 4 autres clients étaient intéressés mais ne souhaitaient pas s'avancer sur un coût minimal, peu importe la manière dont il était exprimé.

Demandes

4.1. (Réf. i. et iii.) Veuillez identifier, sous forme de tableau, le nombre de clients non-participants ayant participé au sondage, par marché, selon la gamme d'appui suivante :

Gamme d'appui en \$/kW	Nombre de clients par marché		
	Industriel	Institutionnel	Commercial
De 20 à 40			
De 40 à 50			
De 50 à 60			
De 60 à 80			
Plus de 80			

Réponse de Technosim :

- 1 **Voir la réponse à la question 7.7 de la demande de renseignements n° 2 de**
2 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-7, document 3.**

4.2. (Réf. i., ii. et iii.) Veuillez identifier, sous forme de tableau, le nombre de clients non-participants ayant participé au sondage, par segment de marché, selon la gamme d'appui suivante :

Gamme d'appui en \$/kW	Nombre de clients par segment de marché					
	Commerce de détail et services	Édifices à bureau	Établissement d'enseignement	Secteur de la santé	Secteur industriel	Autre
De 20 à 40						
De 40 à 50						
De 50 à 60						
De 60 à 80						
Plus de 80						

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 2 de**
4 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-7, document 3.**