

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 5
DE LA RÉGIE**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 5 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE RELATIVE À L'OPTION DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

Audit du programme GDP Affaires et définition des strates d'effacement

1. **Référence :** Pièce B-0080, p. 14 et 15.

Préambule :

« De ce total, 356 clients ont participé au programme pour l'hiver 2019-2020. Ces 356 clients ont donc été retenus aux fins de l'audit du programme.

[...]

Le tableau 2 présente la répartition de l'effacement par marché. Il apparaît clairement que le secteur institutionnel est significativement plus important que sa part de marché en # de participants l'indique. Ceci est attribuable à la taille plus importante des bâtiments de type institutionnel comparativement au commercial.

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%

Enfin, la répartition des participants selon leur niveau d'effacement et les tarifs associés aux compteurs des bâtiments des bâtiments participants a également été considérée. Cette répartition pour l'ensemble des participants est présentée aux tableaux 3 et 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

La Régie constate que la répartition des clients par marché et niveau d'effacement présentée au tableau 3 est incomplète pour les marchés institutionnel et commercial. En effet, le total de la

ventilation par strate d'effacement des clients présentés au tableau 3 n'est que de 94 pour le marché institutionnel et de 154 pour le marché commercial.

De plus, la Régie constate que selon le tableau 3, il n'y aurait que 3 clients de plus de 1 800 kW, soit moins que dans l'échantillon retenu par Technosim. En effet, selon le tableau 6 du rapport il y aurait eu 6 répondants de plus de 1 800 kW et selon les figures 1 et 2 du rapport, 7 répondants ont effacé entre 2 000 kW et plus de 5 000 kW.

Demandes :

- 1.1. Veuillez corriger le tableau 3 afin de présenter, par marché et par niveau d'effacement, la répartition de l'ensemble des 356 clients ayant participé au programme pour l'hiver 2019-2020. Veuillez compléter le tableau en ajoutant les strates de 2 001 kW à 3 000 kW, de 3 001 à 4 000 kW, et de plus de 4 000 kW.

Réponse de Technosim :

- 1 Le tableau suivant présente l'information demandée (tableau 3a révisé).

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	3	9	2
>=1201	<=1400	5	9	4
>=1401	<=1600	0	6	5
>=1601	<=1800	0	3	3
>=1801	<=2000	0	0	2
>=2001	<=3000	0	8	7
>=3001	<=4000	1	6	3
>4001	-	0	9	1
	Total	76	115	165

- 1.2. Veuillez compléter le tableau en présentant, pour chacun des marchés et pour chacune des strates d'effacement, l'effacement total en kW.

Réponse de Technosim :

1 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

1.3. Veuillez identifier dans quelles strates d'effacement se retrouvent les agrégateurs et pour chaque strate, en précisant le nombre ainsi que leur contribution totale à l'effacement.

Réponse de Technosim :

2 Le tableau suivant présente l'information demandée.

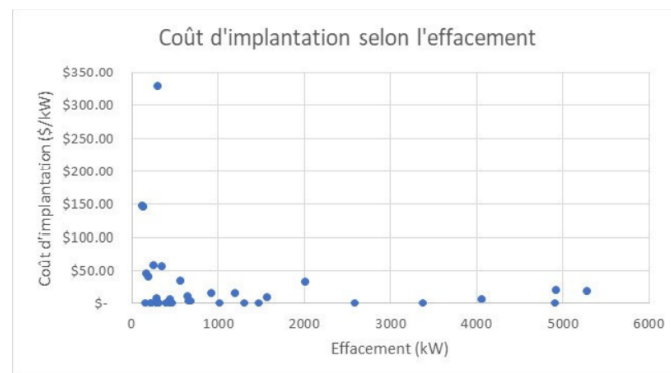
Effacement en kW		Marché		
De	À	Industriel	Institutionnel	Commercial
>0	<=200	3	0	6
>=201	<=400	2	0	2
>=401	<=600	1	0	1
>=601	<=800	1	0	4
>=801	<=1000	1	1	3
>=1001	<=1200	0	0	0
>=1201	<=1400	2	0	0
>=1401	<=1600	0	0	1
>=1601	<=1800	0	0	3
>=1801	<=2000	0	0	0
>=2001	<=3000	0	0	2
>=3001	<=4000	0	0	0
>4001	-	0	1	0
	Total	10	2	22

2. **Références :**
- (i) Pièce B-0080, p. 19 à 21;
 - (ii) Pièce B-0080, p. 27 et 28;
 - (iii) Pièce B-0080, p. 12.

Préambule :

(i) « 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.

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



La figure 1 démontre qu'il n'y a pas de corrélation forte entre le coût d'implantation et le niveau d'effacement des clients bien que ce coût soit généralement plus élevé pour les plus petits clients. Ce paramètre est plus fortement influencé par l'équipement déjà en place chez les clients et également le marché. Le coût d'implantation moyen par marché est présenté au tableau 7.

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

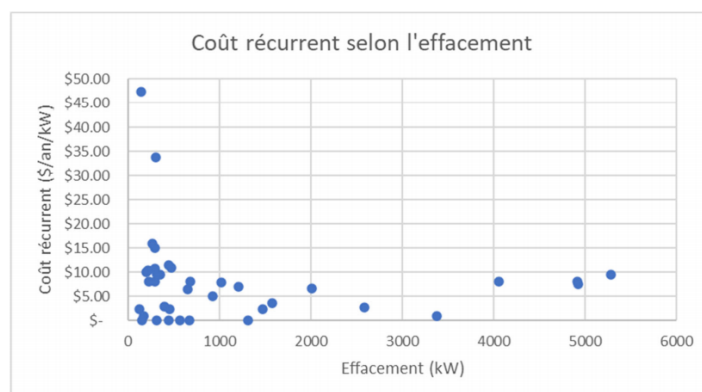
* : Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation

Le secteur commercial démontre des coûts d'implantation et un écart type significativement plus élevé que les deux autres marchés. Ce secteur comprend beaucoup de plus petits clients et l'investissement initial, surtout en programmation de systèmes de contrôles, devient alors plus important relativement à l'effacement obtenu.

[...]

Le coût moyen d'exploitation pour l'ensemble de l'échantillon est de 7.99 \$/kW. La répartition des coûts d'exploitation est significativement plus restreinte que celle des coûts d'implantation avec un écart type de 9.19 \$/kW et la médiane se retrouvant à 7.52 \$/kW. Au total, seulement 6 des 37 clients n'ont reporté aucun coût d'exploitation. La figure 2 illustre la répartition des coûts d'exploitation des mesures.

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



La figure 2 montre qu'il existe ici aussi une faible corrélation entre le coût d'exploitation et le niveau d'effacement des clients, avec les plus petits clients présentant en moyenne un coût plus élevé. Le coût d'exploitation moyen par marché est présenté au tableau 8.

Tableau 8 : Coût d'exploitation par marché (\$/kW)

Marché	Coût moyen \$/kW	Coût médian \$/kW	Écart type \$/kW	Minimum \$/kW	Maximum \$/kW
Industriel	3.99	0	5.01	0.00	10.16
Institutionnel	6.21	7.09	2.63	0.95	10.76
Commercial	10.99	8.17	12.45	0.00	47.45
Total - échantillon	7.99	7.52	9.19	0.00	47.45

La tendance observée pour les coûts d'implantation se confirme avec les coûts d'exploitation où le secteur commercial démontre des coûts plus élevés que les deux autres marchés. Le secteur industriel est celui avec les coûts d'exploitation les plus faibles mais la difficulté de quantifier les coûts de déplacement de production peut expliquer en partie cette observation. » [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(ii) «

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%

Le tableau 21 montre que la majorité des clients n'utilisent qu'une seule catégorie de mesure. La mesure la plus répandue pour les clients ne faisant appel qu'à une seule mesure est le Groupe électrogène, tel qu'illustré au tableau 22. Il est également à noter que la majorité des groupes électrogènes servent à effacer complètement la consommation électrique des bâtiments. En effet, 80% des répondants n'utilisant que le groupe électrogène ont indiqué qu'un effacement complet est effectué. Les systèmes de chauffage à combustible servent dans une proportion similaire à effacer entièrement le chauffage électrique des clients. » [nous soulignons]

Tableau 22 : Répartition des clients qui n'utilisent qu'une seule catégorie de mesure et sommaire des coûts

Catégorie	# clients	%	Coût d'exploit. moyen \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW	Coût d'impl. moyen \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW	Coût unitaire actualisé moyen - \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW
Chaudière combustible	4	19%	\$ 4.01	\$ 0.95	\$ 0.16	\$ 23.48	\$ -	\$ 46.24	\$ 9.20	\$ 2.47	\$ 46.24
Contrôle systèmes de CVCA	4	19%	\$ 4.41	\$ -	\$ 10.95	\$ 17.30	\$ -	\$ 35.65	\$ 8.24	\$ -	\$ 35.65
Gestion chaîne production	3	14%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.50	\$ -	\$ 4.50	\$ 0.33	\$ -	\$ 4.50
Groupe électrogène	10	48%	\$ 13.91	\$ 3.01	\$ 47.45	\$ 27.34	\$ -	\$ 145.99	\$ 19.95	\$ 3.01	\$ 145.99

(iii)

Tableau 11 : Détails du coût unitaire d'exploitation par tranche d'effacement (\$/kW)

Tranche d'effacement	Coût d'exploitation			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 200	\$ 12.21	\$ 2.47	\$ -	\$ 47.45
plus de 200 à 500	\$ 8.28	\$ 9.63	\$ -	\$ 15.89
plus de 500 à 1000	\$ 3.97	\$ 5.17	\$ -	\$ 8.17
plus de 1000 à 2000	\$ 4.23	\$ 3.58	\$ -	\$ 8.03
plus de 2000	\$ 6.26	\$ 7.52	\$ 0.95	\$ 9.47

Demandes :

2.1. Veuillez préciser si tous les répondants à l'audit étaient des participants individuels ou si l'échantillon comptait certains agrégateurs. Dans l'affirmative, veuillez les identifier dans l'échantillon.

Réponse de Technosim :

1

Tous les répondants à l'audit étaient des participants individuels.

2.2. Veuillez ventiler par strate le nombre de répondants, leur effacement respectif, calculer et présenter le coût moyen d'implantation et le coût médian d'implantation pour les strates d'effacement de 0 à 200 kW, de 201 à 400 kW, de 401 à 600 kW, de 601 à 800 kW, de 801 à 1000 kW et de plus de 1 000 kW, en excluant la valeur extrême du client avec effacement de 304 kW.

Réponse de Technosim :

1 Le tableau suivant présente l'information demandée (tableau 12 ajusté).

Tranche d'effacement	Coût d'implantation				# de répondants	Effacement moyen (kW)
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum		
0 à 200	\$76,06	\$46,24	\$ -	\$147,06	5	130
plus de 201 à 400	\$12,40	\$ -	\$ -	\$57,92	10	293
plus de 401 à 600	\$9,15	\$3,42	\$ -	\$35,65	5	472
plus de 601 à 800	\$7,09	\$4,50	\$4,41	\$12,35	3	665
plus de 801 à 1000	\$16,20	\$16,20	\$16,20	\$16,20	1	926
plus de 1000	\$9,01	\$4,01	\$ -	\$33,55	12	2811

2.3. Veuillez ventiler par strate le nombre de répondants, leur effacement respectif, calculer et présenter le coût moyen d'exploitation et le coût médian d'exploitation pour les strates d'effacement de 0 à 200 kW, de 201 à 400 kW, de 401 à 600 kW, de 601 à 800 kW, de 801 à 1000 kW et de plus de 1 000 kW.

Réponse de Technosim :

2 Le tableau suivant présente l'information demandée (tableau 11 ajusté).

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

2.4. Veuillez qualifier et commenter la corrélation entre le coût d'exploitation et le niveau d'effacement des clients des strates d'effacement de 1 000 kW et moins.

Réponse de Technosim :

3 Le coût d'exploitation est relativement constant pour toutes les strates à
4 l'exception des petits clients avec 200 kW ou moins d'effacement.

2.5. Veuillez présenter la répartition des 20 clients ayant recours à des groupes électrogènes entre les secteurs industriel, commercial et institutionnel ainsi que par strate

d'effacement, de 200 kW et moins, de 201 à 500 kW, de 501 à 1 000 kW, de 1 001 à 2 000 kW, de plus de 2 000 kW.

Réponse de Technosim :

1 Le tableau suivant présente l'information demandée.

Tranche d'effacement (kW)	Industriel	Institutionnel	Commercial	Total
0 à 200	0	0	2	2
plus de 200 à 500	2	2	6	10
plus de 501 à 1000	0	1	1	2
plus de 1000 à 2000	0	2	0	2
plus de 2000	0	2	2	4
Total	2	7	11	20

2.6. Veuillez fournir l'ensemble des hypothèses utilisées afin de déterminer le coût d'exploitation moyen de 13,91 \$/kW pour le groupe électrogène et présenter le calcul effectué. Veuillez également fournir le coût moyen par kW dans l'hypothèse où le nombre d'heures d'effacement était doublé.

Réponse de Technosim :

2 **Un total de 40 heures d'opération de la génératrice est considéré. La charge est**
 3 **celle de l'effacement du client. Le rendement de la génératrice est considéré à**
 4 **30 %. Le coût du carburant considéré est de 0,80 \$/L. Un crédit de 4,50 ¢/kWh**
 5 **pour l'électricité non-consommée lorsque la génératrice est en fonction est**
 6 **considéré. En doublant le nombre d'heures, le coût d'exploitation pour les**
 7 **clients n'ayant que le groupe électrogène passe de 13,91 \$/kW à 18,89 \$/kW**

8 **Exemple de calcul :**

9 **Coût d'exploitation (carburant) =**

10 **[Effacement (kW) / Facteur de conversion de kWh à litre de mazout (10,7 kWh**
 11 **par L) / Rendement du groupe électrogène (30 %)] × Nombre d'heures**
 12 **d'effacement (40 h) × Tarif du mazout (0,80 \$/L)**

3. **Références :**
- (i) Pièce B-0080, p. 15;
 - (ii) Pièce B-0085, p. 13;
 - (iii) Pièce B-0015, p. 38.

Préambule :

(i)

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

(ii)

**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%	-

[...]

« Le Distributeur estime que le rôle traditionnel d'agrégateur s'avère incompatible avec l'application d'une option tarifaire. En effet, le cadre réglementaire implique qu'un tarif doit s'inscrire dans le cadre précis de la relation entre le Distributeur et son client. Le maintien de la rémunération directe des agrégateurs, dans le cas d'une option tarifaire, n'est donc pas envisageable.

[...]

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. » [nous soulignons]

(iii)

TABLEAU R-12.1 :
VENTILATION DES COMPTEURS
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Comp.	MW	Comp.	MW	Comp.	MW
moins de 200 kW	154	6	1 008	47	1 671	70
de 200 à 500 kW	14	5	161	54	257	82
de 500 à 1 000 kW	11	8	47	36	88	63
de 1 000 à 2 000 kW	4	6	27	41	31	41
plus de 2 000 kW	0	0	2	5	10	32
Total	183	25	1 245	183	2 057	287

Demandes :

3.1. Veuillez concilier le nombre de clients à l'hiver 2019-2020, présenté au tableau 3 (référence (i)), et le nombre d'abonnements présenté au tableau 2 (référence (ii)).

Réponse :

1 Le tableau R-3.1 présente, pour l'hiver 2019-2020, la répartition des
2 abonnements par marchés et strates de réduction de puissance. Le Distributeur
3 précise que le nombre d'abonnements (référence (ii)) est supérieur au nombre
4 de clients (référence (i)) en raison du fait qu'un client peut détenir plusieurs
5 abonnements.

TABLEAU R-3.1 :
RÉPARTITION DES ABONNEMENTS PAR MARCHÉS ET
STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE

Strates de réduction de puissance (kW)	Marché			Total
	Industriel	Institutionnel	Commercial	
De 15 à 199	50	727	273	1 050
De 200 à 599	40	104	136	280
De 600 à 1 199	17	30	23	70
De 1 200 à 1 799	2	8	7	17
De 1 799 et plus	1	8	5	14
Total	110	877	444	1 431

3.1.1. Veuillez préciser l'impact du rôle des agrégateurs au cours de l'hiver 2019-2020, leur nombre et leur contribution à l'effacement pour chacune des strates d'effacement.

Réponse :

1 Le tableau R-3.1.1 présente, pour l'hiver 2019-2020, la répartition des
 2 agrégateurs et leur contribution à l'effacement pour chacune des strates
 3 d'effacement.

TABLEAU R-3.1.1 :
VENTILATION DU NOMBRE D'AGRÉGATEURS ET DE LEUR CONTRIBUTION PAR STRATES
D'EFFACEMENT – HIVER 2019-2020

Strates de réduction de puissance (kW)	Agrégateurs	Effacement	Contribution à l'effacement par strates
De 15 à 199	21	1 720	3%
De 200 à 599	4	1 223	1%
De 600 à 1 199	1	657	1%
De 1 200 à 1 799	1	1 484	6%
De 1 799 et plus	0	0	0%
Total	27	5 084	2%

3.1.2. Veuillez préciser et estimer l'impact du changement de rôle des agrégateurs énoncés à la référence (ii).

Réponse :

4 Le Distributeur présente au tableau R-3.1.2, la ventilation des abonnements
 5 dont l'effacement est inférieur au seuil d'admissibilité de 15 kW, proposé à
 6 l'Option, incluant les abonnements des agrégateurs.

TABLEAU R-3.1.2 :
VENTILATION DES ABONNEMENTS EN-DESSOUS D'UN SEUIL D'EFFACEMENT DE 15 kW –
HIVER 2019-2020

	Marché			Total
	Industriel	Institutionnel	Commercial	
Nombre d'abonnements	27	235	119	381
<i>dont agrégateurs</i>	2	1	4	7
Effacement réel (kW)	117	1 422	765	2 304
<i>dont agrégateurs (kW)</i>	7	2	14	23

7 Pour les abonnements associés aux agrégateurs et dont la puissance
 8 interruptible effective est inférieure au seuil de 15 kW, leur contribution
 9 annuelle à l'effacement total réalisé à l'hiver 2019-2020 est marginale,
 10 représentant 0,01 % de l'effacement total réalisé pour cet hiver.

11 Pour les abonnements associés aux agrégateurs et dont la puissance
 12 interruptible effective est de 15 kW ou plus (tableau R-3.1.1), leur contribution

1 **annuelle à l’effacement réalisé ne devrait pas changer, toutes choses étant**
2 **égales par ailleurs.**

3.2. Veuillez expliquer ce qui distingue le nombre et la ventilation du nombre d’abonnements, présenté au tableau 2 (référence (ii)), et le nombre et la ventilation du nombre de compteurs, pour l’hiver 2017-2018, présenté au tableau R-12.1 (référence (iii)).

Réponse :

3 **Le Distributeur est d’avis que compte tenu de la différence des strates de**
4 **réduction de puissance dans les tableaux des références (ii) et (iii), la**
5 **comparaison de la ventilation du nombre d’abonnements et de compteurs**
6 **présentée dans ces deux tableaux n’est pas adéquate et ne peut constituer une**
7 **base comparative objective.**

8 **De plus comme illustré à la réponse à la question 4.1 de la demande de**
9 **renseignement n° 3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0038), le**
10 **nombre d’abonnements et celui des compteurs peuvent différer. Le**
11 **tableau R-4.1 illustre d’ailleurs que le nombre de compteurs au tarif LG, à l’hiver**
12 **2017-2018, était plus élevé que le nombre d’abonnements.**

13 **Toutefois, de manière générale, et en cohérence avec sa proposition qui vise**
14 **les abonnements, le Distributeur constate que le nombre d’abonnements**
15 **participants au Programme à l’hiver 2019-2020 est inférieur à celui de l’hiver**
16 **2017-2018¹. Cependant, l’effacement moyen des participants de l’hiver**
17 **2019-2020 est supérieur à celui de l’hiver 2017-2018.**

3.3. Veuillez préciser le nombre de compteurs correspondant au nombre d’abonnements présenté au tableau 2 (référence (ii)), pour chacune des strates de réduction de puissance.

Réponse :

18 **Le Distributeur présente au tableau R-3.3 la ventilation du nombre de**
19 **compteurs par strates de réduction de puissance. Le Distributeur tient toutefois**
20 **à rappeler que le calcul du crédit applicable pour la période d’hiver de l’Option**
21 **est basé sur l’effacement réalisé par abonnement et non pas par compteur.**

¹ Décision D-2019-164, Tableau 13.

**TABLEAU R-3.3 :
VENTILATION DES COMPTEURS PAR STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE**

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre de compteurs
De 15 à 199	1 051
De 200 à 599	289
De 600 à 1 199	70
De 1 200 à 1 799	17
De 1 799 et plus	33
Total	1 460

Modalités de l'option pour les clients à profil de consommation atypique

4. **Références :**
- (i) Pièce A-0042, p. 80 à 92 et Décision D-2019-164, p. 76 à 79;
 - (ii) Pièce B-0080, p. 6 et 7;
 - (iii) Pièce B-0085, p.16 à 18;
 - (iv) Pièce B-0090, p. 4.

Préambule :

(i) Lors de l'audience tenue le 3 octobre 2018, le Distributeur explique le calcul de réduction de puissance fait pour différents profils de consommations, dont les profils de consommation atypique. À titre d'exemple de profils de consommation atypique, il est question des stations de ski et d'une banque qui serait ouverte le jeudi soir, mais pas le lundi.

Dans la décision D-2019-164, la Régie se prononce comme suit sur le calcul de réduction de la puissance pour les profils de consommation atypique:

« [278] L'ASSQ considère que le calcul de l'appui financier pour les participants ayant un profil de consommation atypique pénalise les stations de ski, lorsque leur saison d'enneigement est terminée. La Régie considère toutefois que la méthode de calcul, telle que décrite par le Distributeur lors de l'audience, permet de rémunérer les MW qui contribuent à la réduction de puissance de chaque événement de GDP. La rémunération qui en découle est donc cohérente avec la contribution des participants à la réduction de puissance des événements de GDP.

[279] La Régie constate que l'absence de consommation d'un participant qui n'est pas en activité lors de l'événement de GDP n'est effectivement pas le résultat d'efforts de sa part. Elle est donc d'avis qu'il est justifié que la rémunération d'un participant qui fait un effort à chaque événement de GDP soit plus élevée que celle d'un participant qui n'a pas à faire un tel effort pour réduire sa consommation lors de certains événements.

[280] La méthode de calcul de l'appui financier du Distributeur pour les participants ayant un profil de consommation atypique apparaît satisfaisante dans le contexte d'un programme visant

à rémunérer un effort effectif de réduction de la consommation. Le fait qu'un client, qui fait le choix de ne pas s'effacer et qui contribue à la pointe, soit traité de façon identique, au niveau de la rémunération, qu'un client qui ne peut pas s'effacer parce qu'il ne consomme pas, résulte plutôt de la logique d'une tarification qui fait le choix de ne pas différencier le coût de l'électricité en période de pointe.

[281] Toutefois, la Régie note que l'article 1.2.5 du Guide du participant prévoit :

« 1.2.5 Non-contribution à un Événement de GDP

Si un Participant ne contribue pas à réduire la demande de puissance pour un compteur, relativement à deux Avis de GDP ou plus reçus au cours de la Période d'hiver, Hydro-Québec se réserve le droit de ne pas verser d'Appui financier pour la GDP relative à ce compteur du Projet ».

[282] La Régie se questionne sur l'application de cet article aux participants dont la non-contribution à la réduction de la consommation serait due à l'absence d'activités lors des événements de GDP. En effet, contrairement à un participant qui fait défaut de s'effacer, il n'est tout simplement pas possible pour le participant qui n'est pas en activité de réduire sa consommation. De plus, ce dernier a une consommation déjà réduite lors de ces événements, contrairement à un participant qui non seulement ne diminuerait pas sa consommation mais en aurait une plus élevée lors de l'événement de GDP. Il n'y a donc pas de raisons de pénaliser ces participants en leur refusant la rémunération des efforts qu'ils ont fait lors de certains événements de GDP de la période d'hiver.

[283] La Régie demande donc au Distributeur, dans le Programme qu'il soumettra en phase 2, de préciser si le calcul de l'appui financier pour les participants ayant un profil de consommation atypique est toujours celui décrit lors de l'audience de la présente phase et de considérer la possibilité de décrire cette méthode dans le Guide du participant. Enfin, elle lui demande d'indiquer, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, si la non-contribution des participants qui ne seraient pas en activité au moment d'événements de GDP pourrait mener à l'application de l'article 1.2.5 du Guide du participant et de justifier, le cas échéant, son application.

[284] En ce qui a trait aux centres de ski, la Régie note que leur réduction de puissance a été, pour 2017-2018, à un niveau de 14 MW, soit environ 5 % du total de 287 MW. La Régie est d'avis qu'une telle proportion atténue les préoccupations soulevées par l'UC relatives à l'optimalité du service que peut rendre cette industrie à l'égard des besoins du Distributeur. »
[notes de bas de pages omises]

(ii) « Le Distributeur rappelle que, pour plusieurs participants, il peut établir plus d'une courbe de puissance de référence (courbe de référence) afin d'utiliser celle qui est la plus représentative du profil de consommation normal du client pour calculer l'effacement lors d'un événement de GDP. C'est le cas pour un participant ayant un profil de consommation qui peut varier d'un événement de GDP à l'autre, notamment en fonction de ses heures d'opération, par exemple une banque ou une industrie, ou selon des conditions climatiques et des considérations opérationnelles, par exemple, les stations de ski. Le nombre d'abonnements⁶ ayant plus d'une

courbe de référence varie entre 40 % et 60 % environ d'un hiver à l'autre et cela, en fonction du moment où les événements de GDP surviennent.

Parmi ces abonnements ayant plus d'une courbe de référence, il faut distinguer deux profils de consommation dits « atypiques ». Il y a les abonnements à profils de consommation atypiques et prévisibles, c'est-à-dire ceux pour lesquels le Distributeur est en mesure d'évaluer leur charge sur le réseau, et les abonnements à profils de consommation atypiques et non prévisibles, c'est-à-dire ceux pour lesquels le Distributeur ne peut prévoir leur charge sur le réseau. Les abonnements des stations de ski entrent dans cette dernière catégorie puisque leur profil de consommation est généralement tributaire des conditions météorologiques et des mois d'opération lors de la période hivernale.

[...]

Enfin, le Distributeur précise que le calcul de l'appui financier pour les abonnements ayant un tel profil de consommation atypique (non prévisible) est toujours celui décrit au cours de la phase 1 du présent dossier. Il présentera sa position quant au traitement de ces clients au moment du dépôt de sa preuve relative au nouveau tarif » [notes de bas de pages omises] [nous soulignons]

(iii) « Profil de consommation atypique

À la section 3 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0080), dans le cadre du suivi de la participation des clients à profil de consommation atypique et du calcul de l'appui financier applicable à ces participants, déposé le 7 décembre 2020, le Distributeur précisait ce que représentent pour lui de tels clients. Il s'agit de clients ayant des abonnements à profils de consommation atypiques « non prévisibles », c'est-à-dire ceux pour lesquels le Distributeur ne peut prévoir la charge sur le réseau. Les abonnements des stations de ski sont actuellement les seuls qui entrent dans cette catégorie, leur profil de consommation étant généralement tributaire des conditions météorologiques et des mois d'opération au cours de la période hivernale.

Méthode de calcul adaptée

Pour ces clients, le Distributeur utilise toujours la même méthode de calcul éprouvée depuis la mise en place du Programme. À cet égard, le Distributeur rappelait également dans le cadre du suivi du 7 décembre qu'au-delà d'établir plus d'une courbe de référence afin d'utiliser celle qui est la plus représentative du profil de consommation normal du client pour calculer l'effacement de ce dernier lors d'un événement de pointe critique, il retirait également les jours sans profil de consommation (sans appel de puissance) pour l'établissement de la courbe de référence des abonnements à profils de consommation atypiques « non prévisibles ». Le Distributeur n'estime pas nécessaire de modifier la définition de puissance de référence puisque cette dernière mentionne déjà que la puissance de référence peut être ajustée, au besoin, pour mieux refléter le profil de consommation normal du client. Cette définition appuie donc l'analyse qu'il effectue pour établir l'appui financier de ces clients.

Application de l'article 4.80

En ce qui a trait à l'application de l'article 4.80 du tarif provisoire (article 1.2.5 du Guide du participant) traitant du versement du montant de l'appui financier en cas de défaut de réduction de puissance à ces clients dû au fait qu'ils ne se sont pas effacés lors des appels d'événements de pointe critique, et compte tenu de particularités d'opération de ces clients, notamment leur périodicité, le Distributeur est d'avis qu'il serait inéquitable d'appliquer strictement la disposition de cet article. En effet, la plupart de ces abonnements sont habituellement fermés à partir du mois de février, la majorité de ces abonnements étant des abonnements de courte durée, lesquels correspondent à un abonnement d'une durée minimale d'un mois et inférieure à 12 mois. Ainsi, il est tout à fait possible qu'une station de ski ouvre un abonnement au mois de décembre pour le fermer au mois de janvier, rendant ainsi inadmissible cet abonnement aux événements de pointe critique pouvant survenir au mois de février, par exemple. Toutefois, le fait que ces abonnements ne soient pas actifs si des événements de pointe critique surviennent lorsque leurs abonnements sont fermés implique que leur non-contribution à ces événements entre tout de même dans le calcul de l'appui financier total que ces clients recevront à la fin d'un hiver donné. Enfin, la disposition de l'article 4.80 vise surtout les clients, avec ou sans profil de consommation atypique et prévisible, qui ne s'efforcent pas de réduire leurs appels de puissance au cours d'au moins deux avis de GDP et pour lesquels le Distributeur se réserve le droit de ne pas les rémunérer.

Juste contribution versée

Pour s'assurer de la justesse de l'appui financier à verser aux clients avec profils de consommation atypiques et non prévisibles, le Distributeur dispose d'indicateurs statistiques qui lui permettent, d'une part, d'identifier les profils de consommation atypiques et, d'autre part, d'utiliser la bonne courbe de référence afin de rémunérer de façon juste la contribution de la réduction de puissance de ces clients à profils de consommation atypiques. Le Distributeur s'assure donc d'utiliser la courbe de référence la plus adéquate possible pour agir de façon juste et équitable. Ainsi, il n'y a pas de sur ou de sous rémunération pour l'effacement constaté provenant des clients à profils de consommation atypiques.

Ainsi, le Distributeur maintient le calcul de l'appui financier pour les abonnements ayant un profil de consommation atypique non prévisible présenté au cours de la phase 1 du présent dossier. » [notes de bas de pages omises]

(iv) Le Distributeur définit la puissance de référence comme suit :

*« **puissance de référence** » : une valeur, exprimée en kilowatts, qui est estimée à partir de la régression linéaire de la moyenne des appels de puissance réelle de l'abonnement et de la température moyenne pendant la période de référence. Hydro-Québec peut ajuster la puissance de référence au besoin pour mieux refléter le profil de consommation normal du client. » [nous soulignons]*

Demandes :

Dans le cadre de la phase 1 (référence (i)), le Distributeur explique la méthode pour calculer la puissance de référence. La Régie constate que les stations de ski étaient citées en exemple, mais aussi d'autres types de clients, comme une banque en opération le jeudi soir, mais fermée le lundi.

À la référence (ii), le Distributeur rappelle que plus d'une courbe peut être calculée pour plusieurs clients et établit une distinction entre un consommateur atypique dont la consommation est prévisible et un consommateur atypique dont la consommation n'est pas prévisible. Il précise que le calcul de l'appui financier pour les abonnements ayant un profil de consommation atypique et non prévisible est toujours celui décrit au cours de la phase 1.

4.1 Veuillez confirmer que le calcul de l'appui financier pour les abonnements avec un profil de consommation atypique et prévisible est toujours celui décrit au cours de la phase 1 (référence (i)). Dans la négative, veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que les calculs de la Réduction de puissance et de la**
2 **Puissance interruptible effective demeurent les mêmes.**

3 **Par ailleurs, le Distributeur propose d'apporter trois précisions à l'article 4.80**
4 **eu égard au versement du crédit.**

5 ***Clients mettant fin à leur abonnement avant la fin de l'hiver***

6 **Eu égard à la question 4.6, le Distributeur propose de modifier le libellé de**
7 **l'article 4.80 de la façon suivante pour les clients adhérant à l'Option et qui**
8 **mettent fin à leur abonnement avant la fin de l'hiver :**

- 9 • **« S'il n'y a aucune réduction de puissance pendant les événements**
10 **visés par 2 avis d'événement de pointe critique ou plus, Hydro-Québec**
11 **se réserve le droit de ne pas verser de crédit. Cette modalité ne**
12 **s'applique toutefois pas à un client qui a fermé son abonnement au**
13 **cours d'un même hiver. »**

14 ***Utilisation des événements de pointe critique plutôt que les avis***

15 **À des fins de simplicité, le Distributeur propose une modification additionnelle**
16 **au libellé de l'article 4.80 afin d'utiliser le nombre des événements de pointe**
17 **critique plutôt que le nombre d'avis d'événements de pointe critique aux fins**
18 **de l'analyse du versement du crédit. Le Distributeur propose un maximum de**
19 **quatre événements de pointe critique non-participatifs au-delà duquel aucun**
20 **crédit ne serait versé. Ce maximum de quatre événements de pointe critique**
21 **émane des deux avis d'événements de pointe critique du libellé original,**
22 **lesquels pouvaient comporter jusqu'à deux événements.**

- 1 • « S'il n'y a aucune réduction de puissance pendant **pour plus de**
2 **4 événements de pointe critique au cours d'un hiver**, ~~les événements~~
3 ~~visés par 2 avis d'événement de pointe critique ou plus~~, Hydro-Québec
4 se réserve le droit de ne pas verser de crédit. Cette modalité ne
5 s'applique toutefois pas à un client qui a fermé son abonnement au
6 cours d'un même hiver. »

7 Par exemple, pour l'hiver 2019-2020, cinq événements de pointe critique ont eu
8 lieu. En appliquant la modification proposée, si le Distributeur constate au
9 moins un événement de pointe critique avec un effacement de la part du client,
10 ce dernier aurait droit à son crédit. Pour les hivers où il y aurait quatre
11 événements de pointe critique ou moins, tous les clients auraient droit à leur
12 crédit, le cas échéant, tant que leur puissance interruptible effective est d'au
13 moins 15 kW.

14 Il est à noter que cette modification serait applicable à l'ensemble des clients.
15 En effet, dans le cas où des événements de pointe critique se produiraient hors
16 des heures d'opération des clients, ces derniers recevraient leur crédit à la fin
17 de l'hiver, lequel serait toutefois fixé en prenant en compte leur non-
18 participation lors de ces événements de pointe critique (voir l'exemple 4
19 présenté à la réponse à la question 4.3).

20 *Annulation d'un abonnement à l'Option au cours d'un hiver*

21 Pour pallier les risques que certains clients puissent mettre fin à leur
22 abonnement à l'Option au cours d'un hiver dans le seul but d'éviter l'application
23 de la modalité proposée, le Distributeur propose d'ajouter l'alinéa suivant à
24 l'article 4.81 :

- 25 • « 4.81 Annulation

26 Si le client veut cesser de bénéficier de la présente option, il doit en
27 aviser Hydro-Québec en appelant les Services à la clientèle.

28 L'option cesse de s'appliquer le lendemain du jour où Hydro-Québec est
29 avisée **et aucun crédit ne lui serait alors versé.** »

4.2 Veuillez préciser l'horizon sur lequel le Distributeur ne peut prévoir la consommation
d'une station de ski. Veuillez confirmer que lorsque l'abonnement d'une station de ski est
fermé, sa consommation est prévisible (et nulle).

Réponse :

30 La fermeture de certains abonnements des stations de ski, par exemple ceux
31 associés à la fabrication de neige, est notamment influencée par la météo – tout
32 comme les événements de pointe critique – ainsi que par la nature de cette
33 activité principalement concentrée dans les mois de décembre et janvier. Ainsi,

1 **une fois les conditions d'enneigement optimisées, les stations de ski peuvent**
2 **fermer leur abonnement pour ne plus être facturées.**

3 **Lors de l'inscription des abonnements à l'automne, le Distributeur ne peut**
4 **prévoir la météo pour les prochains mois d'hiver. De plus, quoique la non-**
5 **consommation des stations de ski devient prévisible une fois l'abonnement**
6 **fermé, l'occurrence d'autres événements de pointe critique après la fermeture**
7 **de l'abonnement demeure non prévisible.**

8 **Voir également l'exemple 4 présenté en réponse à la question 4.3.**

4.3 Veuillez élaborer sur le calcul de l'appui financier des consommateurs avec un profil de consommation atypique prévisible et celui des consommateurs avec un profil de consommation atypique non prévisible en fournissant des exemples chiffrés différenciant les deux cas. Veuillez expliquer et justifier les différences dans les modalités du calcul de l'appui financier.

Réponse :

9 **Le Distributeur présente aux tableaux R-4.3-A à R-4.3-F des exemples chiffrés,**
10 **généralement inspirés de cas réels, du calcul de la puissance interruptible**
11 **effective et de la détermination du crédit versé. Ces exemples tiennent compte**
12 **des précisions proposées à l'article 4.80 présentées dans la réponse à la**
13 **question 4.1.**

14 **Ces exemples, qui présentent tous des abonnements à profil de consommation**
15 **atypique, permettent de constater l'uniformité de l'application de la**
16 **méthodologie du calcul de l'effacement malgré la diversité des abonnements.**
17 **D'emblée, le Distributeur rappelle que pour les abonnements à consommation**
18 **atypique, donc pour tous les exemples présentés, il établit plus d'une courbe**
19 **de référence pour déterminer la puissance de référence. C'est uniquement dans**
20 **l'application de l'article 4.80 relative au non-effacement lors de certains**
21 **événements de pointe critique que le traitement des clients à profil de**
22 **consommation atypique non-prévisible se distingue de celui des clients à profil**
23 **de consommation atypique prévisible :**

- 24 **• Les exemples 1 et 2 présentent des abonnements à profil de**
25 **consommation atypique prévisible. Ils se distinguent par leur secteur**
26 **d'activités, soit une banque, associée au secteur commercial, et une**
27 **usine, associée au secteur industriel. Malgré cette différence, la même**
28 **méthodologie de calcul a été appliquée, soit l'établissement de plus**
29 **d'une courbe de référence.**
- 30 **• L'exemple 2 permet par ailleurs de faire état de l'application de l'article**
31 **4.80 (tableaux R-4.3-B et R-4.3-C) relative au non-effacement lors de**
32 **certains événements de pointe critique.**

- Les exemples 3 et 4 présentent des abonnements à profil de consommation atypique non prévisible associés à la fabrication de neige des stations de ski. Les deux exemples ont nécessité le regroupement des jours de fabrication de neige dans une courbe de référence distincte qui exclut les jours sans profil de consommation (sans appel de puissance), ces derniers étant regroupés dans une seconde courbe de référence. Malgré cette similitude, ces exemples se distinguent quant à leur période de fabrication de neige durant l'hiver : le client de l'exemple 3 interrompt sa production avant les 2 derniers événements de pointe critique, mais à tout de même pu participer aux 3 premiers événements, alors que le client de l'exemple 4 interrompt sa production avant le premier événement de pointe critique.

Exemple 1 – Profil de consommation atypique prévisible (banque)

Le tableau R-4.3-A expose l'analyse réelle d'une banque à l'hiver 2019-2020. La courbe de référence n° 1 regroupe les jours où la banque était ouverte jusqu'à 16 h, alors que la courbe de référence n° 2 regroupe ceux où la banque l'était jusqu'à 20 h.

**TABLEAU R-4.3-A :
CALCUL DU CRÉDIT D'UN ABONNEMENT AVEC PROFIL DE CONSOMMATION
ATYPIQUE ET PRÉVISIBLE (BANQUE)**

Événement de pointe critique		Courbe de référence	Puissance (kW)		Réduction de puissance (kW)
Date	heures de pointe		référence	réelle	
2020-01-17	6h à 9h	1	58	16	42
2020-01-20	6h à 9h	2	53	16	37
2020-01-21	6h à 9h	2	54	18	36
2020-02-14	6h à 9h	2	56	13	43
2020-02-14	16h à 20h	2	53	30	23

Puissance interruptible effective (kW)	36
Crédit applicable sous l'Option proposée	2 340 \$

Exemple 2 - Profil de consommation atypique prévisible (usine)

Le tableau R-4.3-B expose l'analyse réelle d'un abonnement associé à une usine à l'hiver 2019-2020. L'usine démarre ses opérations le lundi matin et elles se terminent le vendredi après-midi. Ainsi, la courbe de référence n° 1 regroupe uniquement les lundis (journée de démarrage qui se distingue des autres), la

1 courbe n° 2 les mardis, mercredis et jeudis, et la courbe n° 3 les vendredis (arrêt
2 des opérations).

3 Dans ce cas précis, le client aurait droit au crédit puisqu'il n'a pas dépassé la
4 limite de 4 événements non participatifs mentionnée à l'article 4.80 proposé.

TABLEAU R-4.3-B :
CALCUL DU CRÉDIT D'UN ABONNEMENT AVEC PROFIL DE CONSOMMATION
ATYPIQUE ET PRÉVISIBLE (USINE)

Événement de pointe critique		Courbe de référence	Puissance (kW)		Réduction de puissance (kW)
Date	heures de pointe		référence	réelle	
2020-01-17	6h à 9h	3	801	-	801
2020-01-20	6h à 9h	1	773	829	-
2020-01-21	6h à 9h	2	748	789	-
2020-02-14	6h à 9h	3	811	-	811
2020-02-14	16h à 20h	3	575	576	-

Puissance interruptible effective (kW)	322
Crédit applicable sous l'Option proposée	20 315 \$

5 Le tableau R-4.3-C expose la même analyse que précédemment, mais dans ce
6 cas hypothétique, où deux événements de pointe critique ont été ajoutés, le
7 client n'aurait pas droit au crédit puisqu'il a dépassé la limite de 4 événements
8 non-participatifs (5) mentionnée à l'article 4.80 proposé.

TABLEAU R-4.3-C :
CALCUL DU CRÉDIT D'UN ABONNEMENT AVEC PROFIL DE CONSOMMATION
ATYPIQUE ET PRÉVISIBLE (USINE) ET APPLICATION DE L'ARTICLE 4.80

Événement de pointe critique		Courbe de référence	Puissance (kW)		Réduction de puissance (kW)
Date	heures de pointe		référence	réelle	
2020-01-15*	6h à 9h	2	748	789	-
2020-01-15*	16h à 20h	2	748	829	-
2020-01-17	6h à 9h	3	801	-	801
2020-01-20	6h à 9h	1	773	829	-
2020-01-21	6h à 9h	2	748	789	-
2020-02-14	6h à 9h	3	811	-	811
2020-02-14	16h à 20h	3	575	576	-

*hypothétique

Puissance interruptible effective (kW)	230
Crédit applicable sous l'Option proposée	- \$

Exemple 3 – Profil de consommation atypique non prévisible (canons à neige d’une station de ski)

Le tableau R-4.3-D expose l’analyse réelle d’un abonnement associé à la fabrication de neige d’une station de ski à l’hiver 2019-2020. La courbe de référence n° 1 regroupe les jours de fabrication de neige et exclut les jours sans profil de consommation, donc sans appel de puissance, ceux-ci étant regroupés dans la courbe de référence n° 2.

Dans cet exemple, il n’y a pas d’effacement constaté pour 2 événements de pointe critique, mais le client a tout de même pu participer aux 3 premiers. Le crédit lui sera donc versé en vertu de l’article 4.80 proposé.

**TABLEAU R-4.3-D :
CALCUL DU CRÉDIT D’UN ABONNEMENT AVEC PROFIL DE CONSOMMATION
ATYPIQUE ET NON PRÉVISIBLE (CANONS À NEIGE - STATION DE SKI)**

Événement de pointe critique Date	Courbe de heures de pointe référence	Puissance (kW)		Réduction de puissance (kW)	
		référence	réelle		
2020-01-17	6h à 9h	1	1 883	207	1 676
2020-01-20	6h à 9h	1	1 873	215	1 658
2020-01-21	6h à 9h	1	1 877	219	1 658
2020-02-14	6h à 9h	2	-	-	-
2020-02-14	16h à 20h	2	-	-	-

Puissance interruptible effective (kW)	998
Crédit applicable sous l'Option proposée	58 875 \$

1 **Exemple 4 - Profil de consommation atypique non prévisible (canons à neige)**
 2 **Le tableau R-4.3-E expose également l'analyse réelle d'un abonnement associé**
 3 **à la fabrication de neige d'une station de ski à l'hiver 2019-2020.**

TABLEAU R-4.3-E :
CALCUL DU CRÉDIT D'UN ABONNEMENT AVEC PROFIL DE CONSOMMATION
ATYPIQUE ET NON PRÉVISIBLE (CANONS À NEIGE – STATION DE SKI)

Événement de pointe critique		Courbe de référence	Puissance (kW)		Réduction de puissance (kW)
Date	heures de pointe		référence	réelle	
2020-01-17	6h à 9h	1	-	-	-
2020-01-20	6h à 9h	1	-	-	-
2020-01-21	6h à 9h	1	-	-	-
2020-02-14	6h à 9h	1	-	-	-
2020-02-14	16h à 20h	1	-	-	-

Puissance interruptible effective (kW)	0
Crédit applicable sous l'Option proposée	- \$

4 **Ce cas se distingue de l'exemple 3 en ce que les jours associés à la fabrication**
 5 **de neige sont tous survenus avant le premier événement de pointe critique qui**
 6 **a eu lieu le 17 janvier 2020. Dans ce cas, le Distributeur utilise uniquement la**
 7 **courbe de référence n° 1 qui regroupe les jours sans profil de consommation,**
 8 **donc sans appel de puissance, illustrée à la figure R-4.3-A, aux fins du calcul**
 9 **de la réduction de puissance des événements de pointe critique.**

10 **La courbe de référence n° 2, illustrée à la figure R-4.3-B, qui regroupe les jours**
 11 **de fabrication de neige et exclut les jours sans profil de consommation, donc**
 12 **sans appel de puissance, n'est donc pas utilisée.**

FIGURE R-4.3-A :
COURBE DE RÉFÉRENCE N° 1 – JOURS SANS FABRICATION DE NEIGE

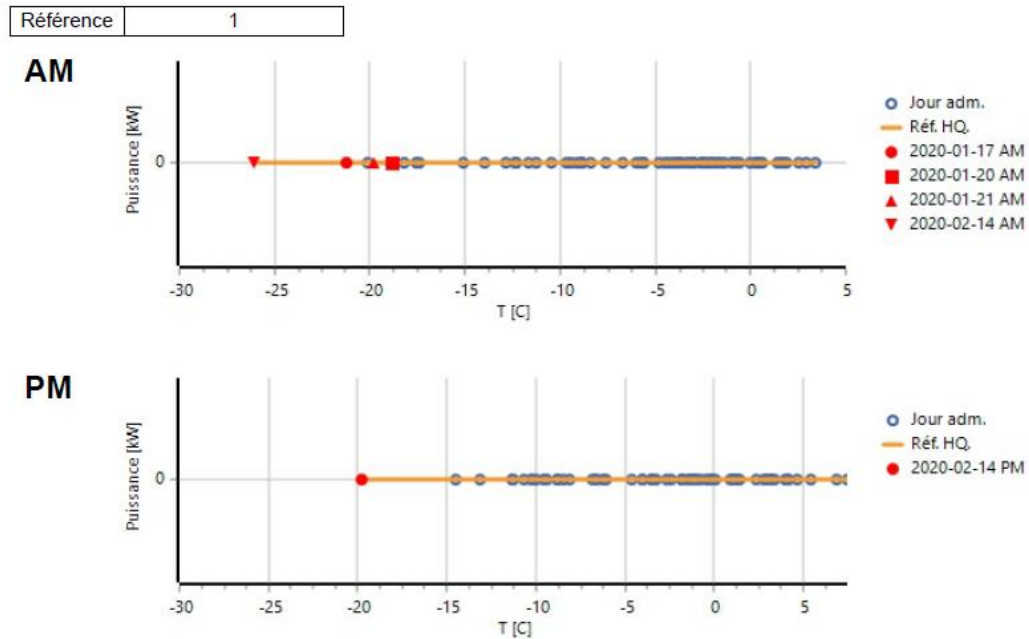
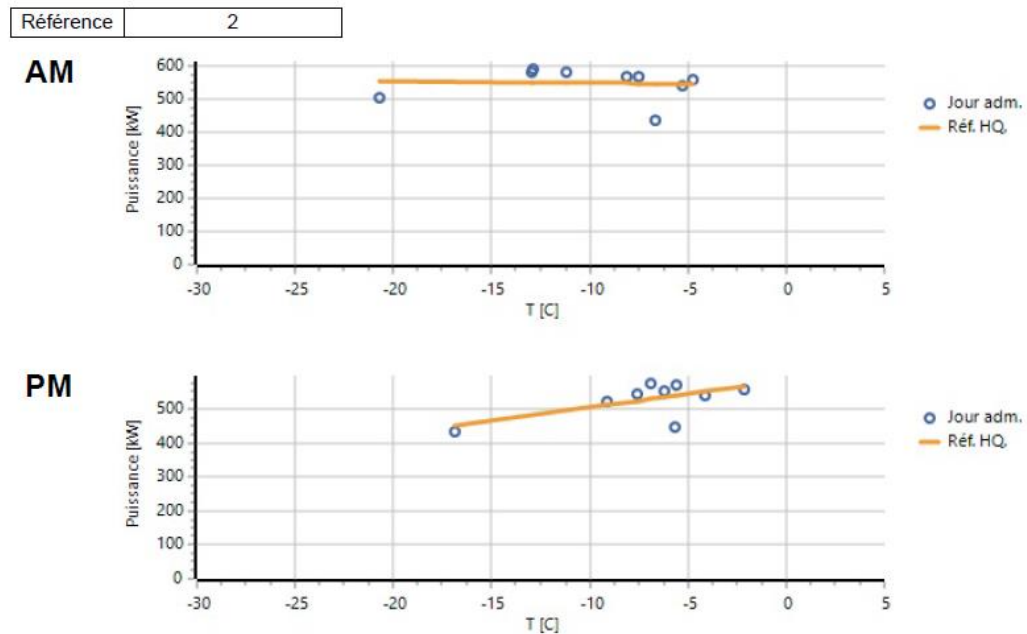


FIGURE R-4.3-B :
COURBE DE RÉFÉRENCE N° 2 – JOURS DE FABRICATION DE NEIGE



1 Cependant, si des événements de pointe critique avaient eu lieu avant le 17
2 décembre 2019, soit avant l'arrêt de la production de neige pour l'hiver, le

- 1 Distributeur aurait alors utilisé la courbe de référence n° 2 pour calculer
 2 l'effacement pour ces jours-là. Les résultats de ce scénario hypothétique sont
 3 présentés au tableau R-4.3-F.

TABLEAU R-4.3-F :
CALCUL DU CRÉDIT D'UN ABONNEMENT AVEC PROFIL DE CONSOMMATION
ATYPIQUE ET NON PRÉVISIBLE (CANONS À NEIGE – STATION DE SKI)

Événement de pointe critique		Courbe de référence	Puissance (kW)		Réduction de puissance (kW)
Date	heures de pointe		référence	réelle	
9 décembre	6h à 9h	2	550	-	550
10 décembre	6h à 9h	2	550	-	550
13 décembre	6h à 9h	2	550	-	550
16 décembre	6h à 9h	2	550	-	550
16 décembre	16h à 20h	2	550	-	550

Puissance interruptible effective (kW)	550
Crédit applicable sous l'Option proposée	33 995 \$

- 4.4 Veuillez préciser si les explications en référence (iii) ne s'appliquent qu'aux abonnements avec un profil de consommation atypique non prévisible. Le cas échéant, veuillez préciser quelles explications sont aussi applicables aux consommateurs avec un profil de consommation atypique prévisible.

Réponse :

- 4 **Voir les réponses aux questions 4.1 et 4.3.**

- 4.5 Veuillez préciser si la deuxième phrase de la définition de puissance de référence (référence (iv)) vise tant les consommateurs avec un profil de consommation atypique prévisible que les consommateurs avec un profil de consommation atypique imprévisible.

Réponse :

- 5 **Le Distributeur le confirme. Voir également la réponse à la question 4.3.**

- 4.6 Veuillez commenter la possibilité de préciser à l'article 4.80 la position du Distributeur à la référence (iii), c'est-à-dire que la non-contribution à la réduction de puissance à deux événements de pointe critique qui se produirait alors que l'abonnement du client est fermé ne peut pas mener au non-versement de crédit.

Réponse :

- 6 **Voir réponse à la question 4.1.**

4.6.1 Veuillez élaborer sur l'application de l'article 4.80 à un consommateur à profil de consommation atypique prévisible pour des événements de pointe critique qui se produiraient hors des heures d'opération du client, par exemple, une banque qui ne pourrait réduire sa consommation lors de deux événements de pointe critique ayant lieu un lundi.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.1.**